

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **MONITOREO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN LÍNEA**

### **INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

### **INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**DAVID NAVARRETE GARCIA DE LA ARENA**

**PROMOCIÓN  
2005- II**

**LIMA – PERÚ  
2014**

**MONITOREO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
EN LÍNEA**

*A mis queridos padres por la educación que me brindaron, a mi esposa por la confianza que deposita en mí y a mi futura hija porque me motivo a hacerlo.*

## **SUMARIO**

En el presente informe de suficiencia plantea realizar el cambio de estrategia de mantenimiento de los transformadores de potencia por una alternativa más óptima, la cual ofrezca a las empresas de rubro eléctrico una mejora técnica-económica de la actual estrategia de mantenimiento seguida, ya que la actual estrategia seguida sigue patrones establecidos por recomendaciones del fabricante, histórico de fallas, llevando a la necesidad de establecer un programa de corte del suministro lo cual genera pérdidas a las empresas y a la vez no se establece con precisión la necesidad de realizar el mantenimiento a los equipos en un determinado periodo.

La elección de los planes de mantenimiento se realizó mediante el análisis de la información recopilada, de los tipos de equipos e instalaciones que vienen operando en la actualidad y de la experiencia de ingenieros y técnicos que laboran en el área de mantenimiento.

Hoy en día, las estrategias del mantenimiento están encaminadas a garantizar la disponibilidad y eficacia requerida de las unidades, equipos e instalaciones, asegurando la duración de su vida útil y minimizando los costos de mantenimiento, dentro del marco de la seguridad y el medio ambiente.

## ÍNDICE

<b>PROLOGO</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>INTRODUCCIÓN</b>	
1.1 Objetivo.	2
1.2 Importancia o justificación del informe.	3
1.3 Método de trabajo.	3
1.4 Estructura del informe.	3
<b>CAPITULO II</b>	
<b>PLANEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	
2.1 Fallas en los transformadores de potencia.	6
2.2 Disponibilidad para el mantenimiento de los transformadores de potencia.	8
2.3 Plan actual de mantenimiento para transformadores aplicando el MCC.	9
2.4 Deficiencia en la actual estrategia de mantenimiento de los transformadores de potencia.	9
2.5 Calidad en las mediciones eléctricas y en la extracción de muestras de aceite.	10
2.6 Falta de personal para el mantenimiento.	11
<b>CAPITULO III</b>	
<b>MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>	
3.1 Definiciones de mantenimiento de transformadores de potencia.	12
3.2 Ciclo de vida de un transformador de potencia.	15
3.3 Estrategias del mantenimiento para transformadores de potencia.	16
3.4 Estructura de costo del ciclo de vida de un transformador de potencia.	17
3.5 Plan de mantenimiento para transformadores de potencia.	18
3.6 Aceite dieléctricos y sus propiedades físicas y químicas.	18
3.7 Análisis de gases disueltos en el aceite (DGA).	19

## **CAPITULO IV**

### **METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA**

4.1	Definición de metodología para el monitoreo de transformadores de potencia.	21
4.2	VARIABLES para el monitoreo de transformadores de potencia.	21
4.3	Arquitectura del sistema de monitoreo online.	22
4.3.1	Arquitectura de sensores para el monitoreo online.	23
4.3.2	Arquitectura de transmisión de datos.	23

## **CAPITULO V**

### **IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO DE TRANSFORMADORES**

5.1	Criterios de selección del sistema de monitoreo online.	24
5.2	Selección del sensor a instalar.	31
5.3	Arquitectura del sistema de monitoreo online.	31
5.4	Montaje del equipo y plataforma de comunicación.	32
5.5	Ventajas económicas de la implementación del sistema propuesto.	35
5.6	Ventajas técnicas de la implementación del sistema propuesto.	37
5.7	Análisis de resultados.	38

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	41
---------------------------------------	----

<b>ANEXOS</b>	43
---------------	----

<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	44
---------------------	----

## PRÓLOGO

Los retos a los que se enfrentan las empresas eléctricas últimamente son imparables y pueden resumirse en una frase: “Reducir los costos de explotación, mejorar la disponibilidad de los equipos de producción y transporte; mejorar el suministro eléctrico y el servicio del cliente”. Y esto en un medio con recursos cada vez más limitados y bajo presión constante y creciente de clientes nuestros y de la competencia.

Los grandes equipos provistos de aislamientos con aceite dieléctrico, como son los transformadores de potencia, son elementos críticos dentro de un sistema de producción, transporte y distribución de electricidad.

Su comportamiento duradero y fiable es la clave de una generación y transporte rentable, es decir la eficiencia y continuidad de este servicio tan apreciado, dependerá principalmente de la operatividad de los transformadores de potencia instalados dentro del sistema.

Los costos de adquisición, sustitución, transporte, instalación y reparaciones son de los más altos dentro de una compañía eléctrica.

Sus fallas originan pérdidas al cliente y en caso de averías catastróficas generan costos sustanciales medidos en forma de destrucción de equipos auxiliares periféricos, daños ambientales y utilización no planificada de emergencia de los recursos propios y más aún de vidas humanas; por ello el obtener grandes beneficios económicos, depende de la detección prematura de fallas incipientes en los transformadores mencionados.

## **CAPITULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

Dada la creciente demanda presentada en el sistema eléctrico peruano y la importancia de mantener un servicio de calidad ininterrumpida, se tiene la necesidad de ir mejorando en el proceso de mantenimiento de los principales equipos que posee una empresa de transmisión eléctrica, estamos hablando del transformador de potencia, el cual es un equipo estático que en algunas ocasiones presta un servicio continuo, siendo esta una razón por la cual algunos de estos equipos no pueden salir fuera de servicio para cumplir con el programa de mantenimiento preventivo o predictivo que establece cada empresa.

Con este informe se trata de demostrar que la actual metodología del mantenimiento aplicada a los transformadores de potencia no es la adecuada desde el punto de vista técnico y económico, ya que con la determinación oportuna de alguna anomalía o una posible falla en los transformadores se reduce, de forma considerable, el número de paradas no planificadas, se mejora la fiabilidad y la calidad del servicio dado a los usuarios y clientes.

Con el fin de mostrar cuan beneficioso es el cambio de la estrategia del mantenimiento centrado en confiabilidad por el mantenimiento por condiciones online, se realizó el análisis de la implementación de un piloto con el cual se determinarán las ventajas técnicas y económicas de implementar esta metodología en los transformadores de potencia.

#### **1.1 Objetivo:**

Proponer el cambio de estrategia de mantenimiento actual de los transformadores de potencia por la estrategia de mantenimiento por condiciones online, con la finalidad de reducir los costos de mantenimiento, mayor seguridad en la operación, continuidad del servicio, confiabilidad del sistema eléctrico de potencia y detección temprana de fallas.



## **1.2 Importancia o justificación del informe:**

El presente informe, servirá como guía para las empresas cuyas áreas gestionan el mantenimiento de activos tal como un transformador de potencia, donde se indicaran los beneficios económicos y la confiabilidad operacional de aquellos equipos que se aplique una estrategia de mantenimiento por condiciones online, donde para el cumplimiento de esto se instalaran sensores a las variables a monitorear, las cuales me permitan tener una diagnostico del estado o condición del equipo a gestionar.

## **1.3 Método de Trabajo:**

El presente informe describe la metodología y aplicación para el cambio de estrategia de mantenimiento aplicando como herramienta el monitoreo online de una variable del transformador de potencia, para lograr beneficios que representa la reducción de costos, mejora la confiabilidad del transformador de potencia.

## **1.4 Estructura del Informe:**

El informe se ha dividido por capítulos de la siguiente manera:

Capítulo I: Es este capítulo se hace una introducción al presente informe, indicándose los objetivos, importancia del informe, método de trabajo y estructura del informe.

Capítulo II: Se especifican las principales causas de la problemática, como la estadística de falla de los transformadores de potencia, la indisponibilidad de estos equipos para el mantenimiento, deficiencias en el mantenimiento y falta de personal para realizar estas actividades.

Capítulo III: Se describe al marco teórico, como la definición de los tipos de mantenimiento, la actual estrategia de mantenimiento, el planeamiento del mantenimiento del transformador de potencia y su estructura de costo en base la estrategia de mantenimiento aplicada.

Capítulo IV: Se describe la metodología de la solución, donde saber que herramientas serán usadas para solucionar lo analizado en el capítulo de planeamiento del problema.

Capítulo V: Se describe detalladamente el análisis para la implementación del sistema de monitoreo que es la solución planteada de la problemática en el mantenimiento de los transformadores de potencia, en este capítulo se puede ver los criterios de selección de un sistema de monitoreo online, la arquitectura de

sistema, montaje, ventajas técnicas-económicas y los resultados del análisis y la simulación de su implementación.

Por último se detalla las conclusiones y recomendaciones del presente informe.

Asimismo, se muestra la bibliografía, que sirvieron de referencia para el desarrollo del presente informe.

## **CAPITULO II**

### **PLANEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Las compañías de suministro eléctrico establecen programas de diagnóstico y mantenimiento preventivo para asegurar una operación confiable de los equipos. Sin embargo existen algunos inconvenientes, ya que en sus programas de mantenimiento se contempla la salida de servicio de los equipos, lo que origina costos que podrían ser innecesarios. Tal es el caso de los cambiadores de derivación bajo carga de los transformadores de potencia, de los cuales no se podía conocer su estado operativo sin extraerlos del transformador.

Por otro lado, la detección de cierto tipo de eventos (por ejemplo, arcos en guías, falsos contactos, problemas de blindaje del núcleo y descargas parciales) y su localización dentro del tanque de los transformadores constituía un problema aún sin resolver hasta hace poco tiempo. El método más usado para la detección de descargas parciales es el método eléctrico, el cual es de alta sensibilidad, ya que su nivel de detección está por debajo de los 100 pC. La desventaja principal de este método es que involucra la salida de servicio del equipo y no proporciona información sobre la localización de las descargas parciales.

Los recientes avances tecnológicos en el desarrollo de sensores, sistemas de adquisición de datos y software (procesamiento de señales) hacen posible el desarrollo y aplicación de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia. Estos sistemas de monitoreo se diseñan para evaluar en tiempo real la condición del equipo, lo que permite monitorear diferentes parámetros de interés, detectar el desarrollo de fallas incipientes y diagnosticar condiciones anormales. Así, el uso de sensores de vibración o acelerómetros permite registrar señales de vibración durante la operación de los cambiadores de derivaciones de los transformadores. Por otro lado, los sensores ultrasónicos detectan, desde el exterior del transformador, el sonido que emiten los arcos y las descargas parciales, generando señales con características particulares. Con estos dos tipos de sensores, un sistema de adquisición de datos adecuados y algunas técnicas de análisis de señales es posible diagnosticar, por un lado, la condición

mecánica del cambiador de derivaciones y, por el otro, la existencia y localización aproximada de algunos fenómenos dentro del transformador.

Además, existe la técnica de análisis de gases disueltos en el aceite aislante que permite conocer el tipo y la cantidad de los gases, y su asociación con el proceso de deterioro involucrado.

Estableciendo una estadística de falla podemos realizar los cálculos referentes a la mejor opción económica para ver las ventajas de implementar un sistema de monitoreo online, además de poder aumentar el tiempo de vida de los equipos inductivos con lo cual reducimos el impacto de los pruebas eléctricas que se realiza en los mantenimientos preventivos.

## **2.1 Fallas en los transformadores de potencia.**

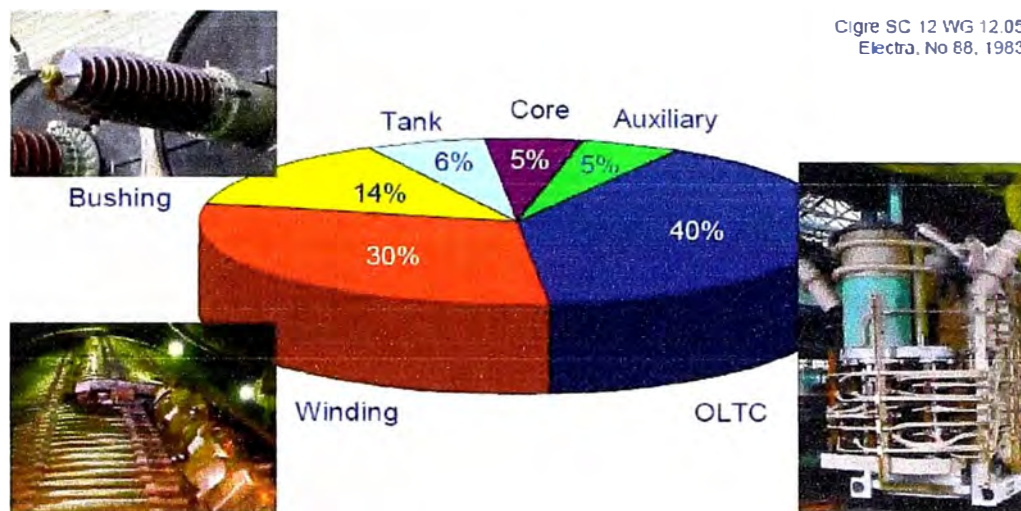
Para lograr el buen diseño de un sistema de monitoreo en tiempo real, es necesario examinar la literatura internacional en lo concerniente a la estadística de fallas en transformadores de potencia presentados por algunas instituciones de reconocido prestigio.

En el presente informe se ha recopilado información de estas instituciones que han realizado estadística de fallas en los transformadores de potencia en donde se especifican los principales componentes susceptibles de fallas y su porcentaje en función del número de transformadores fallados.

Se tienen los siguientes resultados estadísticas a nivel internacional:

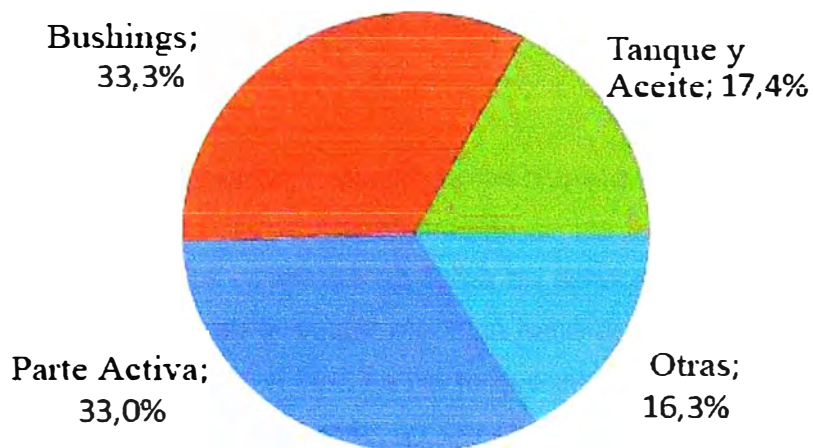
- a. En México, la estadística de fallas de transformadores de potencia entre 1983 a 1998 en la red de CFE, indica que el 49% de las fallas se refieren a problemas de aislamiento en devanados; 26% a boquillas; 10% al cambiador de derivación; 3% a explosiones con incendio, 2% al núcleo y 10% a otras causas [1].
- b. En el mundo, la distribución de la estadística de fallas para transformadores de potencia que utilizan cambiador de derivaciones bajo carga indica que 41% de las fallas están relacionadas con el cambiador de derivaciones; 19% con los devanados; 3% con el núcleo; 12% con terminales; 13% con el tanque y fluidos, y 12% con accesorios [2].

- c. En la figura 2.1, se pueden apreciar los resultados de las estadísticas de fallas en transformadores reportados en la CIGRE SC 12 WG 12.05 Electra No 88, 1983, página 31[3].



**Fig. 2.1** Estadística de falla tomada del CIGRE SC 12 WG 12.05 Electra No 88, 1983

- d. En la figura 2.2 se muestra las causas de las interrupciones del servicio o fallas de transformadores de potencia en la planta hidroeléctrica de Tucurí, estas no consideran fallas en el cambiador de derivaciones (OLTC) [4].



**Fig. 2.2** Estadística de las causas para retirada de servicio de los transformadores de usinas, sin OLTC.

Según las estadísticas realizadas en las diferentes instituciones se puede mostrar en el siguiente cuadro comparativo.

**Tabla N° 2.1** Cuadro comparativo de las estadísticas de falla de transformadores de potencia.

Sistemas	CFE de México, 1983 - 1998	Bengtsson, C. et al., 1996	CIGRE SC 12WG 12.05 Electra, N° 88, 1983	Usinas Sin OLTC	Ponderado Total
Parte Activa	49%	19%	30%	33%	33%
Núcleo	2%	3%	5%	0%	3%
Tanque y Aceite	3%	13%	6%	17%	10%
Bushings	26%	12%	14%	33%	21%
Cambiador de derivaciones	10%	41%	40%	0%	23%
Otros	10%	12%	5%	16%	11%

En la tabla N° 2.1 se ha establecido un semáforo de prioridades en donde el rojo muestra el más alto porcentaje de falla en los sistemas del transformador de potencia por cada institución, el amarillo mediano porcentaje y verde bajo porcentaje.

A la vez se calculó un ponderado total asumiendo la misma cantidad de muestreo de cada estadística, con el fin de determinar cuál de los sistemas de los transformadores de potencia tiene un mayor porcentaje de falla según las estadísticas de las instituciones tomadas para el análisis, obteniéndose que el sistema del transformador de potencia con mayor porcentaje de falla es la parte activa.

## 2.2 Indisponibilidad para el mantenimiento de los transformadores de potencia.

Para la ejecución de los trabajos de mantenimiento en los transformadores de potencia se requiere que estos equipos se encuentre fuera de servicio, siendo esto un problema ya que la creciente demanda en el sector eléctrico hace de que los transformadores de potencia trabajen a plena carga; si bien es cierto que en algunas subestación prevalece el criterio de diseño de N-1, siendo esto un beneficio para la continuidad del servicio cuando se requiera una unidad de transformación para su mantenimiento, esto no se cumple en un horario conveniente para el mantenimiento como lo es el horario de madrugada, es por ello que las empresas dueñas de los transformadores deben buscar alternativas para subsanar estos inconvenientes, siendo la implementación de la estrategia de mantenimiento por condiciones en línea la más adecuada.

### 2.3 Plan actual de mantenimiento para transformadores aplicando el MCC.

El MCC es una de las metodologías muy usada por las empresa del sector eléctrico, para nuestro análisis tomare esta metodología y estableceremos los parámetros seguidos que son aplicados para los transformadores de potencia.

En el presente informe no se van a detallar los criterios para la selección de actividades, ni la periodicidad de estos, considerados en la actual estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC), para esto ya hubo un análisis posterior donde se determinó los modos de falla y se estableció las actividades con su respectiva periodicidad con el fin atenuar y detectar posibles fallas en el equipo, en la tabla N° 2.2 se muestran el resumen de las actividades con su respectiva periodicidad según la estrategia de mantenimiento establecida MCC para los transformadores de potencia.

**Tabla N° 2.2** Cuadro de actividades de mantenimiento para transformadores de potencia según el MCC.

Item	Descripción de las actividades	1A	2A	3A	6A	12A
A	Análisis de gases y humedad	X	O	O	O	O
B	Condición material aislante	O	X	O	O	O
C	Medida humedad en aceite del ruptor	O	O	X	O	O
D	Mover cambiador	X	O	O	O	O
E	Prueba factor de potencia buje	O	O	X	O	O
F	Mantenimiento sistema refrigeración	O	O	X	O	O
G	Revisión puesta a tierra	O	O	X	O	O
H	Revisión de control eléctrico cambiador	O	O	X	O	O
I	Mantenimiento cambiador de tomas	O	O	O	X	O
J	Revisión protecciones mecánicas	O	O	O	X	O
K	Revisión borneras conexión CT's	O	O	O	X	O
L	Mantenimiento de cambiador de tomas	O	O	O	X	O
M	Revisión de diafragma o Bolsa	O	O	O	X	O
N	Comparación de medidores de temperatura	O	O	O	O	X

### 2.4 Deficiencia en la actual estrategia de mantenimiento de los transformadores de potencia.

Después de cada mantenimiento hay posibilidad de falla como por ejemplo:

- En la prueba de medición de factor de potencia de los bujes capacitivos, se tiene que retirar la tapa del tap de prueba del buje para realizar la conexión, al momento de su reposición, el resorte que esta internamente en la tapa se puede colocar al revés,

esto causaría un punto caliente, generándose un falla incipiente que podría traer consecuencias como falla en el aislamiento, por ello se tendría que realizar un cambio de buje.

- En las pruebas de factor de potencia se tienen que desconectar las mordazas de los bujes de los transformadores, por lo cual se realizan ciertos esfuerzos mecánicos al pin de los bujes al momento de retirar o colocar las mordazas, esto puede traer como consecuencia falsos contactos o puntos calientes, siendo recomendable realizar termografía después de finalizada esta actividad, ósea se incrementa el costo del mantenimiento y el riesgo de falla.
- Al subir a la parte superior de los transformadores pueden pisarse o tropezar con los cables que llevan las señales de las protecciones mecánicas, generando la desconexión de esto. Esto traería como consecuencia la posible no actuación de circuito de disparo y de señal.

### **2.5 Calidad en las mediciones eléctricas y en la extracción de muestras de aceite.**

Las mediciones realizadas en las pruebas eléctricas y el análisis físico-químico o DGA de la extracción de la muestra de aceite dependen principalmente de las habilidades del personal que ejecuta dicha actividad, del estado de los equipos usados y de los procedimientos que tengan el personal ejecutor, por lo cual para garantizar una buena calidad de las mediciones eléctricas y extracción de la muestra de aceite se debe tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Capacitación constante del personal que realiza las mediciones o toma de muestra de aceite, dándole una certificación interna.
- Equipo adecuado para realizar la medición o extracción de muestra de aceite, para el primer caso la maleta de prueba deben estar calibrados y en buen estado, para el segundo caso la jeringa o botella deben estar en buen estado y bajo la recomendación del laboratorio que analiza la muestra.
- Se debe tener procedimiento adecuado y actualizados para las actividades a realizar.

Como podemos ver el tema de la calidad depende de factores que generan gasto indirecto adicional y que nos muestra que puede haber error en las mediciones o



extracciones de muestras, he incluso los criterios o entrenamientos pueden ser diferentes dependiendo del personal que realice dicha actividad. Es por ello el monitoreo online es una alternativa en la cual la calidad seria la misma.

### **2.6 Falta de personal para el mantenimiento.**

Dada la creciente demanda del sistema eléctrico, la cual se ve reflejado en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, donde del 2010 al 2013 han ingresado 2 nuevas subestaciones (SE Carabayllo y SE Chilca) con un total de 16 equipos inductivos (transformadores, autotransformadores y reactores de potencia) y que justo corresponden al área de operación y mantenimiento del Departamento de Transmisión Centro de la empresa REP, la cual no ha aumentado mayor personal para abarcar la atención del mantenimiento según la estrategia de mantenimiento establecida por dicha empresa.

Por lo expuesto podemos observar que las empresas no tienen una política proactiva ante la demanda de personal para la atención del mantenimiento, sin embargo los equipos inductivos van a seguir aumentando y su atención será con el mismo recurso humano, por ello en este informe se plantea como solución el monitoreo en línea con el fin de tener en tiempo real los resultados, sin necesidad de tener que esperar a el área determinada pueda realizar la extracción de muestras de aceite o pruebas eléctricas que nos ayudan a realizar un seguimiento del estado del equipo y a detectar oportunamente fallas incipientes.

**CAPITULO III**  
**MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL**  
**MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Un transformador es normalmente un aparato robusto con una gran fiabilidad que requiere relativamente poco mantenimiento. Durante la vida de un transformador, el usuario tiene que establecer una estrategia de mantenimiento para garantizar el nivel adecuado de fiabilidad y optimizar la vida útil.

La vida útil de un transformador de potencia comienza con la puesta en servicio, a partir de ese momento se deberá establecer una estrategia de mantenimiento con el fin de proporcionar la disponibilidad y fiabilidad del transformador durante su vida útil a un costo mínimo. El objetivo de un buen mantenimiento es detectar cualquier anomalía antes de que causen salidas inesperadas.

**3.1 Definiciones del mantenimiento de transformadores de potencia.**

Los diferentes términos utilizados en la operación del transformador de potencia y el ciclo de mantenimiento se describen a continuación [5].

**Puesta en marcha.-** Cuando un transformador nuevo o reparado se pone en servicio, los resultados de las mediciones y las pruebas iniciales servirán de referencia si se sospecha de un problema en el futuro, así como también verificaremos el correcto funcionamiento del transformador y todos sus componentes.

**Mantenimiento Basado en el Tiempo (TBM).-** Este mantenimiento se lleva a cabo a intervalos predeterminados para reducir la probabilidad de falla de algún elemento del equipo en servicio. Esto incluye acciones de mantenimiento para mejorar las actividades tales como, cambio de aceite, lubricación, sustitución preventiva de las piezas.

El término "mantenimiento preventivo sistemático" también se utiliza. Una acción TBM se da en un intervalo de tiempo fijo y la acción se lleva a cabo independientemente de la condición, es decir, el planificador define lo que debe hacerse y con qué frecuencia se

hace. Este método puede ofrecer un alto grado de cobertura de riesgos si se siguen las recomendaciones del fabricante de equipos originales (OEM) para el mantenimiento (que se basan tradicionalmente en intervalos regulares). TBM es a menudo considerado como el más fácil, pero no es la forma más rentable de mantener los activos de una empresa. El TBM tiene la ventaja significativa de ser fácilmente previsto y esto es particularmente importante para el mantenimiento que requiere un corte de luz.

**Monitoreo por condición basado en el tiempo (TBCM).**- Se trata de acciones para evaluar el estado de los equipos, por ejemplo los controles visuales, medición y pruebas que se llevarán a cabo a intervalos regulares y previamente planificados. Estos se llevan a cabo más a menudo en combinación con el mantenimiento en particular para tareas que requieren un corte de luz. Los resultados de TBCM a menudo se utilizan para decidir sobre el grado de mantenimiento necesario en el momento o en el futuro. Sin embargo, la información obtenida se limita a las "instantáneas" en un momento determinado.

**Mantenimiento Basado en Condición (CBM).**- Este mantenimiento se lleva a cabo dependiendo de las condiciones del equipo para reducir la probabilidad de falla de un componente del equipo en servicio. El término "mantenimiento preventivo condicional" también se utiliza. CBM se basa en la evaluación del estado físico del activo, tiempo de uso, ocurrencia de eventos, el posible desgaste de las partes móviles del conmutador y referencia del desempeño de equipos similares. Para utilizar esta filosofía de mantenimiento, es necesario evaluar el estado del activo con métodos tales como TBCM, OLCM y monitoreo continuo en línea. CBM se aplica en los casos donde las condiciones técnicas se puedan medir y evaluar para aplicar criterios que nos permitan tomar acción. La incorporación del CBM en la estrategia de mantenimiento busca reducir los costos mediante la realización de mantenimiento sólo cuando un cambio en la condición del equipo justifique una acción preventiva o correctiva. CBM sin embargo requiere de un proceso de planificación más complicada.

**Monitoreo por condición online (OLCM).**- Se trata de una técnica, método o medición que se realiza a un transformador en funcionamiento proporcionando información sobre la condición del transformador. Esto podría incluir la toma de muestras de aceite para el análisis de gas disuelto utilizando un laboratorio, realizar termografía, o la realización de observaciones simples, tales como los niveles de aceite en los bujes capacitivos y en el tanque conservador.

**Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM o MCC).**- Es una estrategia de optimización que tiene en cuenta no sólo el tiempo de funcionamiento y/o las condiciones técnicas de un activo, sino también su posición en la red, su importancia operativa, las condiciones de seguridad o el medio ambiente y cualquier probable consecuencia de una posible interrupción de su operatividad.

Es una metodología que permite definir o modificar la estrategia de mantenimiento de un equipo o sistema basado en las funciones que se requieran y se definan por los usuarios en su contexto operativo actual. En la siguiente gráfica se muestra el proceso del MCC.



**Fig. 3.1** Proceso del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC)

**Monitoreo continuo online.**- Esto es una mejora de la técnica del OLCM, donde una medición o mediciones tienen un seguimiento o supervisión continua, normalmente por medio de un dispositivo electrónico inteligente (IED). Este dispositivo comunicará de inmediato, ya sea por medio de una alarma o un mensaje, el deterioro significativo de la condición del equipo, alertando al personal para realizar acciones oportunas. Para ser eficaz, el monitor continuo online debe anunciar el cambio de la condición del transformador antes del desarrollo de la falla.

El monitoreo continuo online puede constituir la base para Mantenimiento Basado en Condición y puede reducir efectivamente el riesgo de una falla catastrófica inesperada.

**Mantenimiento correctivo – menor envergadura.-** Esta actividad es llevada a cabo para restaurar cualquier parte del transformador que ha fallado o degradado hasta el punto que necesita una acción correctiva para evitar la pérdida de rendimiento o una falla importante. La necesidad del mantenimiento correctivo sigue la identificación de una condición anormal y excluye el mantenimiento de rutina (TBM , CBM).

**Mantenimiento mayor.-** Los principales rangos de trabajo de reemplazo o renovación de los componentes más importantes, como bujes, cambiadores de derivaciones o el sistema de refrigeración completo con el retorno del transformador a las obras para la sustitución de las bobinas. Cualquier trabajo que implica la eliminación de aceite del transformador puede ser considerado como importante.

### **3.2 Ciclo de vida o vida útil de un transformador de potencia.**

Una vez que se detecta una anomalía, se deben establecer las técnicas de diagnóstico disponibles en los documentos técnicos para evaluar la gravedad del problema, localizarlo, y determinar si el transformador puede volver al servicio con o sin una restricción de funcionamiento. Si fuera necesaria alguna acción correctiva, ésta se puede realizar según las condiciones del transformador o en su defecto una intervención más intensiva. En última instancia, si se decidiera que es hora de renovar o reparar el transformador o incluso sustituirlo, dependerá de los resultados de una evaluación que incluirá la consideración de la seguridad (tanto del personal y utilidad para el público en general), la potencial consecuencias ambientales y los aspectos de confiabilidad del sistema de funcionamiento continuo.

En la figura 3.2 se representa la operación del transformador y el ciclo de mantenimiento, desde la puesta en servicio hasta el final de su vida.

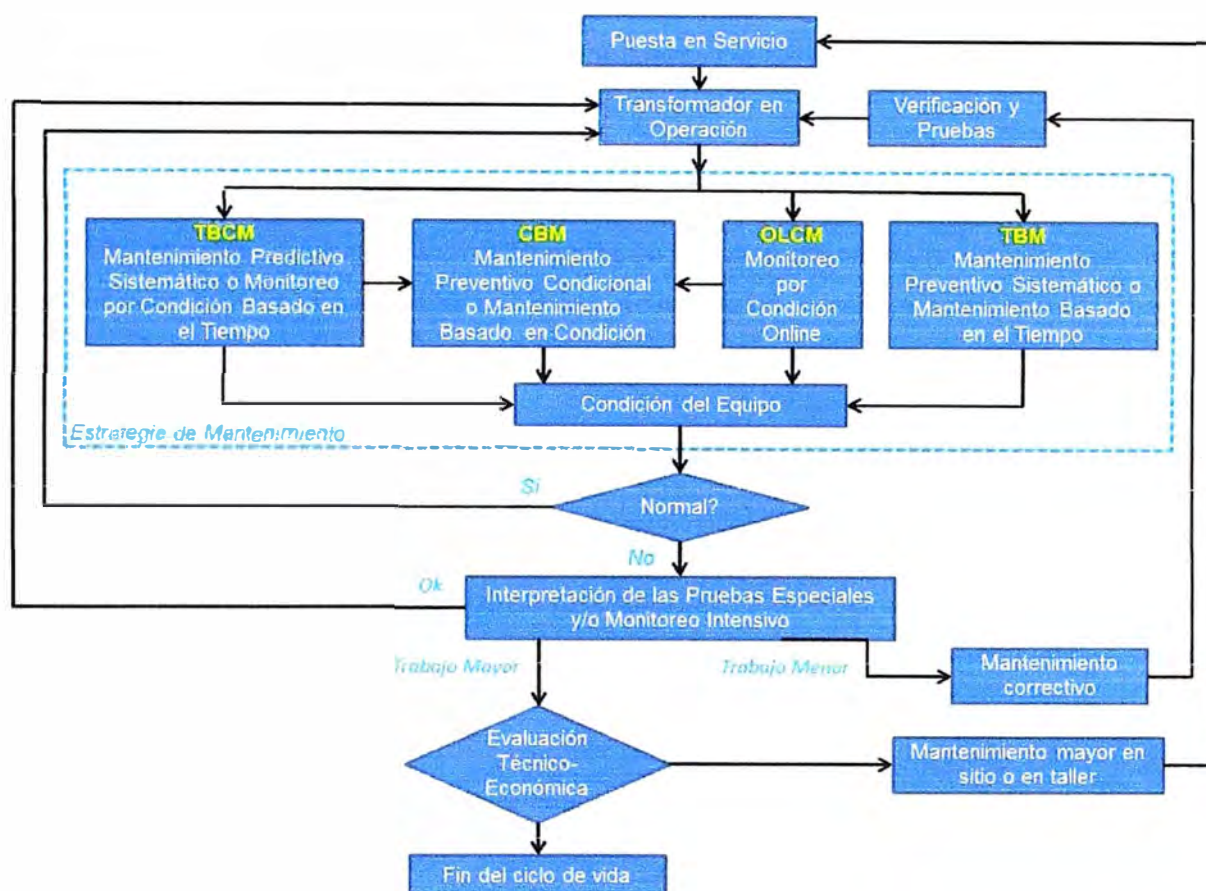


Fig. 3.2 Diagrama de flujo del ciclo de vida de un transformador de potencia [5]

### 3.3 Estrategias del mantenimiento para transformadores de potencia.

La estrategia de mantenimiento es la combinación de las diferentes filosofías de mantenimiento utilizados para lograr la fiabilidad requerida del sistema. La estrategia puede incluir diferentes filosofías de mantenimiento de los diferentes componentes del transformador. Por ejemplo, cambiadores y bujes. El mantenimiento basado en el tiempo es generalmente considerado como una estrategia primaria, mientras que el mantenimiento por condiciones suele ser más eficiente en costo. Una combinación de TBM, TBCM, CBM y OLCM se utiliza a menudo para mantener grandes activos, tales como transformadores de potencia. Las inspecciones o controles basados en el tiempo se utilizan para la evaluación del estado general (por ejemplo, fugas de aceite) o las mediciones de diagnóstico habituales (por ejemplo análisis de gases disueltos), mientras que los métodos de mantenimiento por condiciones se utilizan para piezas de desgaste (por ejemplo OLTC contactos de desvío).

La estrategia de mantenimiento para transformadores de potencia permite establecer el tipo de mantenimiento y la periodicidad de estos.

Para este informe estaremos tomando como análisis la estrategia actual de mantenimiento que se viene aplicando, la cual es el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), el MCC es un conjunto de proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional.

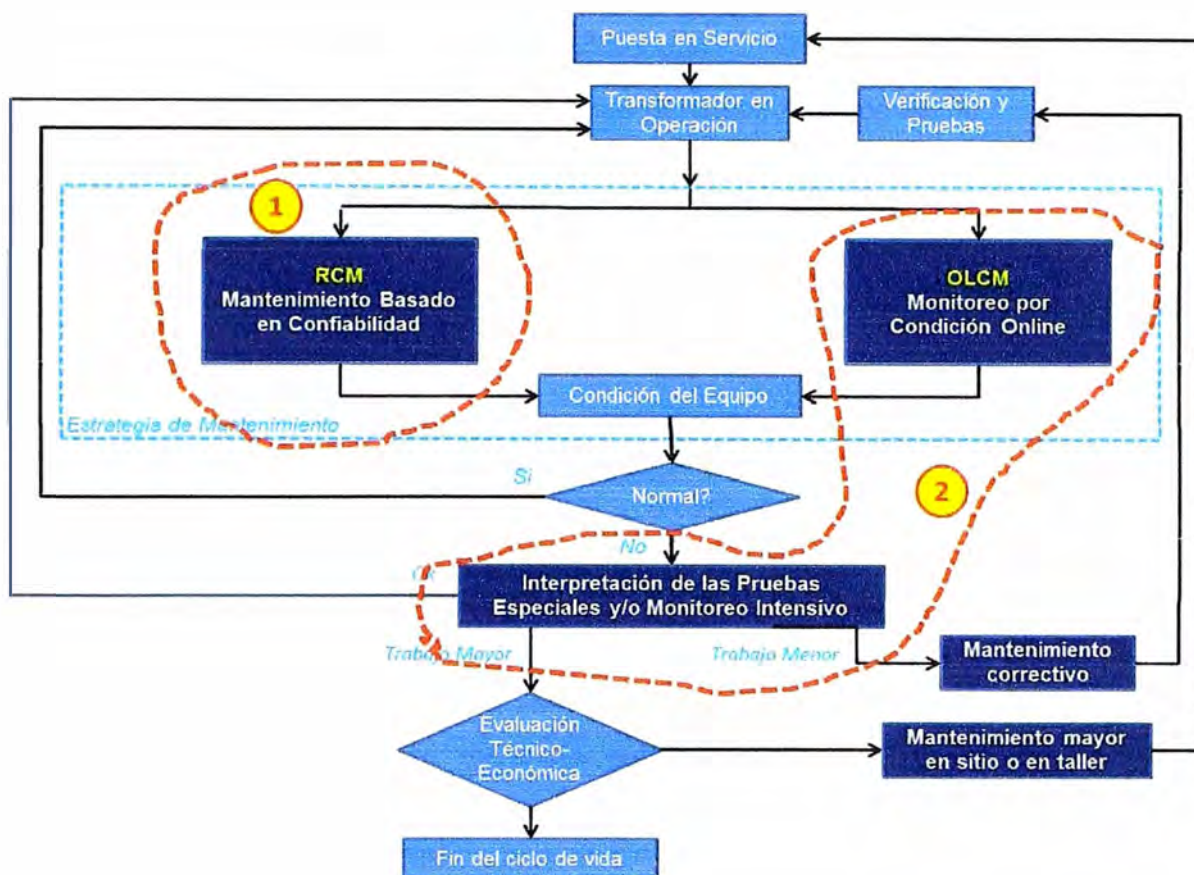
### **3.4 Estructura de costo del ciclo de vida de un transformador de potencia.**

Según los lineamientos la estrategia mantenimiento que cada empresa implemente se pueden establecer los costos que involucra el mantener la operatividad de un transformador de potencia, para el análisis de gastos por mantenimiento de un transformador se ha tomado la procedencia de los siguientes costos:

- Costo por la estrategia de mantenimiento.
- Costo por una eventualidad operativa o mantenimiento correctivo.
- Costo para la determinación de la condición del equipo o monitoreo intensivo.
- Costo por la indisponibilidad del equipo ante una eventualidad.

Esta última se refiere al costo que involucra la indisponibilidad del equipo ante un mantenimiento planificado o no planificado el cual se deja de suministrar a los clientes y la indisponibilidad por falla que trae como consecuencia penalidades impuestas por el organismo regulador por deja de suministrar energía a los clientes.

Para establecer los costó del ciclo de vida de un transformador se toma como referencia el esquema del ciclo de mantenimiento de los transformadores que involucra mantener la operatividad de estos equipos.



**Fig. 3.3** Ciclo de vida del transformador de potencia, tomado como estrategia el mantenimiento centrado en confiabilidad (1) y el monitoreo por condiciones online (2).

### 3.5 Plan de mantenimiento para transformadores de potencia.

Uno de los pasos más importantes que hay que tomar cuando se decide iniciar un plan de mantenimiento en los transformadores, es establecer una frecuencia para realizar las diferentes pruebas. En el mantenimiento, se contempla lo siguiente:

- Pruebas eléctricas de campo.
- Pruebas físico-químicas y de furanos.
- Análisis de gases disueltos.

Con base a los resultados obtenidos, se determinan las acciones a implementar para proteger y salvaguardar el sistema de aislamiento interno de los transformadores, con el fin de prolongar su funcionalidad.

### 3.6 Aceite dieléctrico y sus propiedades.

Los aceites dieléctricos minerales son fracciones de petróleo en cuya composición entran hidrocarburos puros de baja volatilidad, de naturaleza predominante naftenica y/o parafinica, libres de compuestos polares.



El aceite dieléctrico tiene las siguientes propiedades:

- No es corrosivo con las partes metálicas del transformador, las cuales son hierro y cobre.
- Baja solubilidad frente a las pinturas y barnices presentes en el interior del transformador.
- Químicamente inactivo frente a la celulosa del papel dieléctrico y compatible con otros fluidos dieléctricos minerales.

### **3.7 Análisis de gases disueltos (DGA).**

El análisis de gases disueltos o análisis cromatografía, consiste en evaporar los diferentes componentes de los hidrocarburos para luego con base en la diferente atracción que presentan las moléculas frente a las de otro material que actúa como absorbente, se separan dependiendo de su peso y volumen, las moléculas del compuesto se depositan en una columna cromatográfica o tubo capilar y se mide la cantidad de cada componente mediante detectores térmicos, ionización de llama, espectografía de masa, etc., los gases producidos pueden ser fácilmente recolectados en una muestra de aceite de acuerdo a la norma ASTM D-3612, 3692 y ser analizados por los métodos ASTM D-3613, 3693., de esta manera fallas como ionización, calentamiento, arco, pirolisis de la celulosa pueden ser detectadas con anticipación a otros síntomas.

Los análisis cromatográficos que se practican en transformadores de potencia pueden ser de dos tipos: análisis de los gases acumulados en la parte superior del transformador, conocido como análisis de gases libres (AGL) y el análisis de gases disueltos (DGA) en el aceite dieléctrico, de estos análisis el de los gases disueltos es el que más significado tiene en el estudio de diagnósticos prematuros de las fallas del transformador de potencia.

Cuando el transformador presenta problemas o fallas incipientes (conexiones flojas, descargas parciales, arcos, etc.) que no pueden ser detectadas por las pruebas eléctricas de campo, el análisis de gases disueltos en el aceite (Cromatografía de gases) es una herramienta que proporciona información valiosa acerca del tipo de falla presente.

Los gases comúnmente detectados durante una condición de falla son: Hidrógeno (H<sub>2</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>), Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) y Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>).

Cuando la celulosa se ve involucrada, se produce Monóxido de carbono (CO) y Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

La unidad de medida son partes por millón (ppm), o sea un centímetro cúbico de gas disuelto en 106 centímetros cúbicos de aceite. La tabla N° 3.1, describe la relación de la presencia de gases y las posibles fallas.

**Tabla N° 3.1** Categorías de gases claves y posibles fallas

<b>GASES PRINCIPALES</b>	<b>POSIBLE FALLA</b>
Metano, Etano, Etileno y pequeñas cantidades de Acetileno	Condiciones térmicas que involucran al aceite
Hidrógeno, Metano y pequeñas cantidades de Acetileno y Etano	Descargas parciales
Hidrógeno, Acetileno y Etileno	Arcos eléctricos
Monóxido de Carbono y Dióxido de Carbono	Condición térmica que involucra al papel

## **CAPITULO IV**

### **METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA**

#### **4.1 Definición de metodología para el monitoreo de transformadores de potencia.**

La metodología del monitoreo para transformadores de potencia consiste principalmente en la instalación de sensores para las a variables asignadas al monitoreo, implementación de un sistema informático para el almacenamiento de los datos, herramientas para el manejo de información y métodos para la evaluación de la condición operativa de los equipos monitoreados.

La medición de las variables que se muestran en la tabla N° 4.1 es efectuada por medio de sensores inteligentes tipo IED (Intelligent Electronic Device), proyectados y testados específicamente para uso en el ambiente de patio de subestaciones, permitiendo su instalación directamente en el cuerpo de los transformadores de potencia. Esos sensores son dotados de puertos de comunicación que permiten su conexión directa a una red de comunicación, posibilitando la transmisión directa de las mediciones para un servidor en la sala de control de la subestación. Para eso es utilizada también la estructura de la red intranet de REP, facilitando la instalación y reduciendo costos.

En el servidor en la sala de control es ejecutado el Software de monitoreo Excel-Scada, que efectúa los tratamientos de datos que se mostraran como resultados.

Por medio de la red intranet de REP, los usuarios tienen acceso remoto al sistema de monitoreo, a través de la interfaz en páginas HTML, con tecnología Web 2.0.

La arquitectura escogida para este proyecto es descentralizada, o sea, no utiliza un elemento centralizador en el cuerpo del transformador, evitando así costos adicionales y eliminando un punto de falla.

#### **4.2 Variables para el monitoreo de transformadores de potencia.**

La selección de las variables a ser monitoreadas se realiza empleando la matriz de fallas que determina los parámetros mínimos que permiten detectar el mayor número de fallas. Luego en base a la experiencia en el mantenimiento de transformadores de potencia se llega a la tabla N° 4.1:

**Tabla N° 4.1** Variables que poder monitoreadas en un transformador de potencia [4].

SISTEMA	SENSOR	VARIABLE
Bushings	Monitor de Bushings	Capacitancia
		Tangente delta
		Corriente de fuga
		Tensiones fase-tierra y fase-fase
Parte Activa	Monitor de Gases	Concentración de hidrógeno en el aceite
		Concentración de monóxido de carbono en aceite
		Concentración de acetileno en el aceite
		Concentración de etileno en el aceite
	Transductor Digital	Tensión de línea
		Corriente de línea
		Potencia activa, reactiva y aparente
	Monitor de Temperatura	Temperatura de aceite
		Temperatura de los devanados
		Temperatura ambiente
Porcentaje de carga		
Tanque y Aceite	Monitor de Nivel	Nivel de aceite
	Monitor de Humedad	Cantidad de agua en el aceite
		Saturación relativa de agua en el aceite %
		Saturación relativa a la temperatura ambiente
		Saturación relativa a la temperatura de referencia
		Tendencia de evolución de la cantidad de agua
Cambiador de Tap's	Monitor de Cambiadores de Tap's	Número de operaciones
		Temperatura del aceite
		Vida de los contactos

### 4.3 Arquitectura del sistema de monitoreo online.

Para lograr obtener los objetivos indicados arriba para el sistema de monitoreo en línea, él tiene tres partes principales, que se detallan a continuación [6]:

- Sensores para mediciones en el transformador.
- Software de tratamiento de datos de los sensores para obtención de diagnóstico y pronóstico del estado del equipo.
- Medio de transmisión de datos de los sensores hasta el software de tratamiento y de transmisión de los diagnósticos y pronósticos hasta el usuario.

#### **4.3.1 Arquitectura de sensores para el monitoreo online.**

Una de las características clave para que el sistema de monitoreo pueda aplicarse a transformadores de pequeño y medio porte, sin que su costo torne inviable el proyecto, es que el tenga una arquitectura de sensores modular y descentralizada. Con eso, se pueden escoger e instalar, de acuerdo a las necesidades y posibilidades, solamente los sensores que se consideran esenciales. Sin embargo, no se elimina la posibilidad de que acrecentaren nuevos sensores en el futuro.

#### **4.3.2 Arquitectura de transmisión de datos.**

Para que el sistema de monitoreo sea efectivo para el diagnóstico de la condición del transformador de potencia es esencial que el mismo efectúe el tratamiento de los datos brutos de los sensores, de tal manera a obtenerse información útil, lo que se hace normalmente por medio de un software con modelos matemáticos y/o sistemas especialistas.

No obstante, la estructura de comunicación para transmisión de los datos de mediciones de los sensores hasta el software de tratamiento de datos podría presentar costos muy altos para la aplicación del monitoreo a transformadores de pequeño y medio porte.

Para evitar ese inconveniente, se empleó en ese transformador una arquitectura en que los datos de los sensores se transfieren al software de tratamiento de datos y diagnóstico de manera alámbrica, usando el cableado existente del monitor de temperatura Qualitrol, de tal manera que aseguramos un costo muy bajo, una vez que se aprovecha toda la infraestructura de comunicación de datos ya existente en esa red.

El acceso de los usuarios a las mediciones online de los sensores y a los diagnósticos del sistema de monitoreo se hace por medio de la internet con un navegador patrón – por ejemplo, Internet Explorer o Mozilla Firefox.

## CAPITULO V

### IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO DE TRANSFORMADORES

Para establecer un sistema de monitoreo en línea se requiere de implementar en los transformadores de potencia sensores que nos permitan integrarlos a un software para que desde la comodidad de nuestra oficina podamos gestionar en tiempo real el principal activo de una empresa de transmisión eléctrica pudiendo diagnosticar y pronosticar posibles fallas, esto con el fin de anticiparnos a una falla con agilidad, exactitud y eficiencia, tomado mejores decisiones operacionales y administrativas.

Para este informe se diseñó un piloto el cual solo toma una variable de los sistemas que conforman un transformador de potencia para monitorear, estableciendo el montaje de un sensor y explicando las ventajas técnicas y económicas de su implementación.

#### 5.1 Criterios de selección del sistema de monitoreo online.

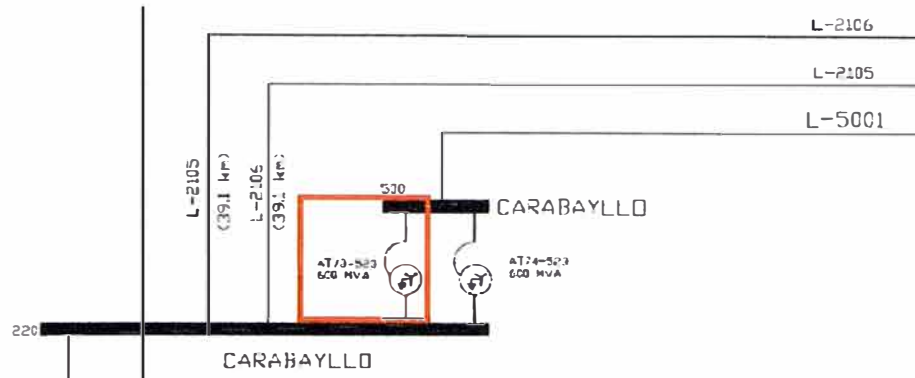
Para la selección del sistema de monitoreo a elegir se tomaron los siguientes criterios:

- a. **Ubicación de la zona de trabajo o extracción de la muestras.-** El transformador elegido para el monitoreo es el que se encuentra en la SE Carabaylo, esta SE se encuentra ubicada a 60 kilómetros de la sede San Juan, punto de concentración del personal de mantenimiento, aproximadamente a dos horas de recorrido.



**Fig.5.1** Ubicación geográfica SE Carabaylo (Punto B)

- b. **Ubicación eléctrica en el SIN.-** El autotransformador elegido para el monitoreo es el AT73 fase T SE Carabayllo.



**Fig.5.2** Ubicación del AT73 en el diagrama unifilar el SIN

- c. **Importancia de la operatividad del equipo.-** Dada la importancia de la operatividad de algunos transformadores de potencia, se ha seleccionado un equipo el cual le da confiabilidad al sistema eléctrico, asignándose para este proyecto su monitoreo en línea con el fin de diagnosticar o pronosticar una posible falla y no se tenga que indisponer el equipo por largo tiempo ante una eventualidad.
- d. **Selección del sistema a monitorear.-** Como se puede apreciar en el capítulo II ítem 2.1 el sistema con mayor porcentaje de incidencia de falla es la parte activa, por lo cual se podría decir que las variables a analizar para establecer un sistema de monitoreo serían el que se muestra en la tabla N° 5.1:

**Tabla N°5.1** Variables de la parte activa de un transformador de potencia

SISTEMA	SENSOR	VARIABLE
Parte Activa	Monitor de Gases	Concentración de hidrógeno en el aceite
		Concentración de monóxido de carbono en aceite
		Concentración de acetileno en el aceite
		Concentración de etileno en el aceite
	Transductor Digital	Tensión de línea
		Corriente de línea
		Potencia activa, reactiva y aparente
	Monitor de Temperatura	Temperatura de aceite
		Temperatura de los devanados
		Temperatura ambiente
Porcentaje de carga		

Ya que las variables del sistema que corresponde a la parte activa son diversas, se tomó como variable a para este diseño el que corresponde a la concentración de hidrogeno en el aceite, para lo cual usaremos un sensor de monitoreo de gases.

- e. **Condición del equipo.-** Se establece la condición de los transformadores de potencia según la evaluación de los valores que se obtienen de las pruebas realizadas en los mantenimientos y según el seguimiento que se tengan de algunas variables, con lo cual se determina la calificación de la condición de equipo, con ello se afianza el seguimiento de algunas variables de diagnóstico para mantener la operatividad del equipo, para este caso se tomó como seguimiento la concentración de gases disueltos ya presentaba valores alto.

Para este informe se tomó los valores de concentración de gases disueltos de un transformador, el cual se muestra en la siguiente tabla N° 5.2:

**Tabla N°5.2** Concentración de gases disueltos del autotransformador AT73 [7].

N°	Fecha de la muestra	Hidrógeno H <sub>2</sub>	Metano CH <sub>4</sub>	Acetileno C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Etileno C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Etano C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Monóxido de Carbono CO	Dióxido de Carbono CO <sub>2</sub>	TDCG (ppm)	rata TDGC (ppm/día)
1	29/09/2010	0	4	3	3	5	21	185	36	18.9
2	03/03/2011	2	0.1	0	0	0	15	108	17.1	2.4
3	14/03/2011	4	0.5	0	0	0	15	160	19.5	3.9
4	16/03/2011	8	0.4	0	0	0	15	176	23.4	9.6
5	19/03/2011	11	7	0	0	0	15	194	33	35.1
6	13/04/2011	46	6	0	0	0.1	16	313	68.1	80.9
7	17/06/2011	113	6	0	1	4	25	290	149	144
8	26/09/2011	247	12	0	0	2	32	556	293	2.5
9	22/12/2011	221	17	0	3.5	3	46	445	290.5	66.5
10	27/12/2011	286	12		0	3	56	596	357	217.3
11	27/06/2012	437	24	0	0.3	6	107	604	574.3	44.1
12	28/08/2012	399	24	0	0.2	4	103	386	530.2	36.1
13	17/09/2012	428	25	0	0.3	4	109	388	566.3	2.5
14	26/11/2012	425	28	0	0.8	4	111	488	568.8	143.8
15	24/05/2013	425							425	180
16	31/05/2013	245							245	

Según el standard IEEE C57.104 clasifica en cuatro niveles de condición a los transformadores de acuerdo al Total de Gases Combustibles Disueltos (TDGC) se muestra en la siguiente tabla N° 5.3 [8]:



**Tabla N°5.3** Reglas de Diagnostico para Análisis DGA para el TDGC.

CONDICION	H <sub>2</sub> Hidrogeno (ppm)	CH <sub>4</sub> Metano (ppm)	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Acetileno (ppm)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Etileno (ppm)	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> Etano (ppm)	CO Monox- Carbono (ppm)	CO <sub>2</sub> Dioxido Carbono (ppm)	T <sub>dgc</sub> (ppm)
1	100	120	35	50	65	350	2.500	720
2	101 - 700	121 - 400	36 - 50	51 - 100	66 - 100	351 - 570	2.500 - 4.000	721 - 1.920
3	701 - 1.800	401 - 1.000	51 - 80	101 - 200	101 - 150	571 - 1.400	4.001 - 10.000	1.921 - 4.630
4	>1.800	>1.000	>80	>200	>150	>1.400	10.000	>4.630

En la tabla N° 5.3 se describe los rangos en que las relaciones de gases pueden indicar que existan fallas en el transformador, se encuentre dentro de los parámetros aceptables o sea necesario programar un monitoreo más frecuente del transformador; la relación entre los gases se mide en partes por millón (ppm). Para efectuar el análisis se debe tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Condición 1: Si el TDGC < 720 ppm. Indica que el transformador está operando satisfactoriamente.
- Condición 2: 721 < TDGC < 1,920 ppm. Indica un nivel de gases más alto que lo normal. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla anterior, debe tener una investigación adicional.
- Condición 3: 1,921 < TDGC < 4,630 ppm. Indica un alto nivel de descomposición de la celulosa y/o aceite. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla anterior, debe tener una investigación adicional. Una falla (o fallas) esta probablemente presente.
- Condición 4: TDGC > 4,630 ppm. Indica una excesiva descomposición de celulosa y/o aceite. La operación continua del transformador puede resultar en una falla del mismo.

En resumen los valores límites permisibles y velocidad de DGA, incremento de gases combustibles anuales considerados son los siguientes:

**Tabla N° 5.4** Regla de diagnóstico de REP en base a los Ratios (ppm/día)

Variables	Hidrógeno	Metano	Acetileno	Etileno	Etano	Monóxido de carbono	Dióxido de carbono
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	CO <sub>2</sub>
Valor máximo (ppm)	100	120	35	50	65	600	5000
Máximo ratio	30	15	2	13	17	300	2550

Según la norma el transformador analizado estaría en la condición 1, ósea operando satisfactoriamente.

- f. **Frecuencia de muestreo.**- La frecuencia de muestro se refiere a la periodicidad con que realizan las mediciones cuantitativas de una equipo para determinar la tendencia de la condición operativa de un equipo. Tomando los valores de concentración de gases disueltos del equipo seleccionado podemos tener una tendencia y verificar si está dentro de los límites de la norma. Como podemos observar el TDGC estaría cumpliendo, pero no cumple el ratio TDGC que menciona la norma IEEE C57.104 y que se muestra en el siguiente tabla N° 5.5:

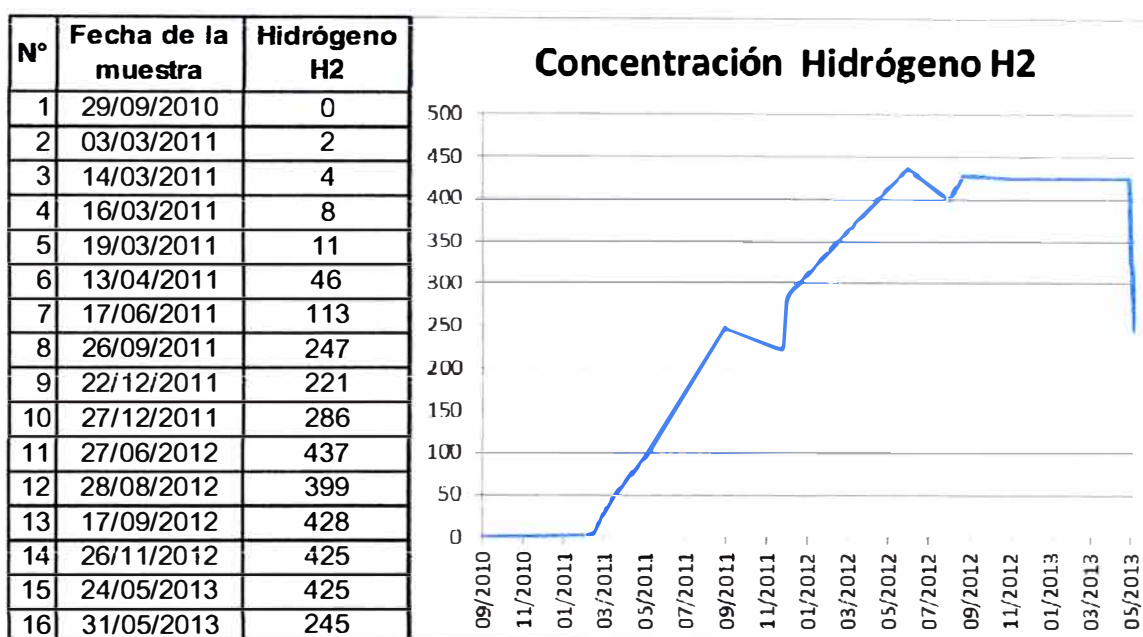
**Tabla N° 5.5** Frecuencia de muestreo según el Ratios (ppm/día)

Estado	Niveles de TDCG (ppm)	rata TDCG (ppm/día)	Intervalos de muestra y procedimientos a seguir	
			Intervalo de muestreo	Procedimiento a seguir
Condición 4	>4630	>30	Diario	Considerar remover de servicio. Avisar a fabricante.
		10-30	Diario	
		<10	Semanal	Ejercer extrema precaución. Analizar individualmente gases, salida de servicio planeada. Solicitar consejos del fabricante.
Condición 3	1921-4630	>30	Semanal	Ejercer extrema precaución. Analizar individualmente gases, salida de servicio planeada. Solicitar consejos del fabricante.
		10-30	Semanal	
		<10	Mensual	
Condición 2	721-1920	>30	Mensual	Tomar precauciones. Analziar gases individuales. Determinar dependencia de carga.
		10-30	Mensual	
		<10	Trimestral	
Condición 1	<= 720	>30	Mensual	Tomar precauciones. Analziar gases individuales. Determinar dependencia de carga.
		10-30	Trimestral	
		<10	Annual	

Del transformador seleccionado para la implementación del sistema de monitoreo se tiene que el nivel de concentración total de gases disueltos (TDCG) es menor que 720 ppm y partir de marzo del 2011 tiene una ratio TDCG mayor de 30 ppm/día, por lo cual según el cuadro anterior estaría en la condición 1 con un ratio mayor a 30, esto determinaría según la norma un intervalo de muestreo mensual, el cual a la fecha y para este transformador debería tener 32 muestras de aceite analizadas.

- g. **Selección de las variables a monitorear.-** Después de seleccionar el sistema, se selecciona la variable o variables que serán monitoreadas, para este caso elegimos como variable la concentración de hidrógeno en el aceite por los siguientes motivos:

**g.1 Condición del equipo por la concentración del hidrógeno:** El hidrogeno es uno de los gases que sale del análisis de las muestras del equipo seleccionado, teniendo la siguiente tendencia mostrada en la figura 5.3:



**Fig.5.3** Concentración de hidrógeno del autotransformador AT73 vs Tiempo.

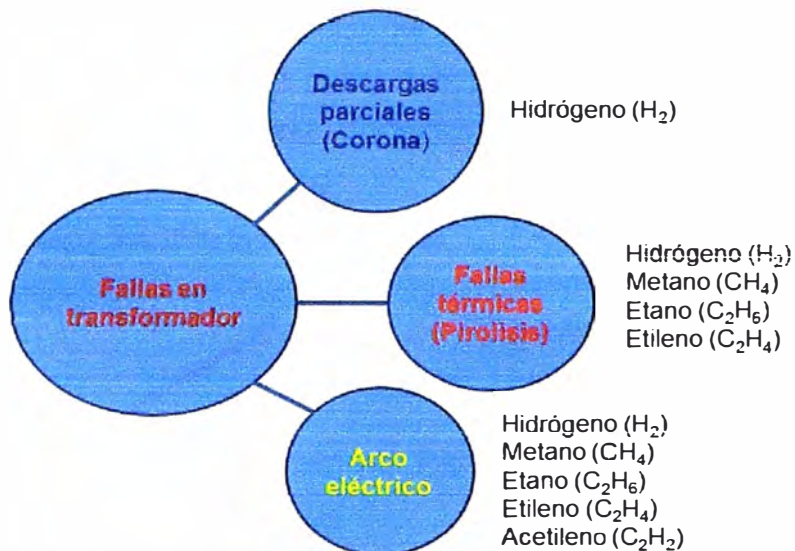
En la norma IEEE Std. C57.104 hay cuatro niveles para clasificar los riesgos de un transformador como se muestra en el siguiente tabla N° 5.6:

**Tabla N° 5.6** Reglas de Diagnostico para la concentración de hidrógeno

CONDICION	H2 Hidrogeno (ppm)	CH4 Metano (ppm)	C2H2 Acetileno (ppm)	C2H4 Etileno (ppm)	C2H6 Etano (ppm)	CO Monox- Carbono (ppm)	CO2 Dioxido Carbono (ppm)	Tdgc (ppm)
1	100	120	35	50	65	350	2.500	720
2	101 - 700	121 - 400	36 - 50	51 - 100	66 - 100	351 - 570	2.500 - 4.000	721 - 1.920
3	701 - 1.800	401 - 1.000	51 - 80	101 - 200	101 - 150	571 - 1.400	4.001 - 10.000	1.921 - 4.630
4	>1.800	>1.000	>80	>200	>150	>1.400	10.000	>4.630

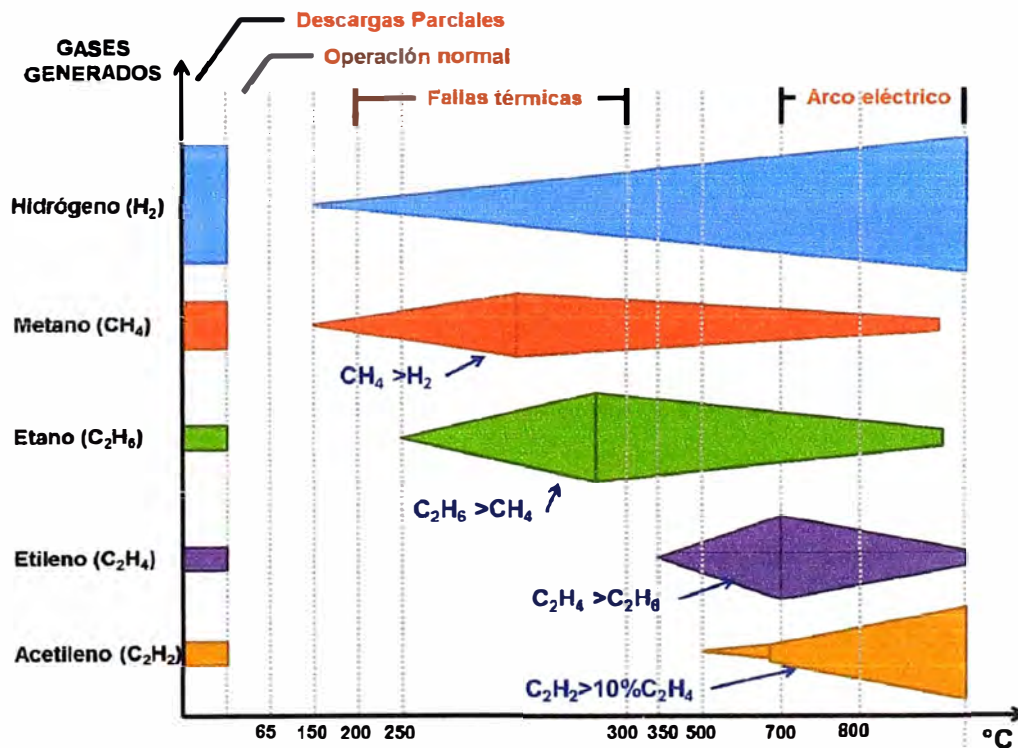
Según la norma el transformador estaría en la Condición 2, la cual es para los niveles de hidrógeno de 101 a 700 PPM, para esto la norma recomienda tomar medidas para establecer una tendencia, la falla puede estar presente o generándose.

**g.2 Predominancia en las fallas:** El hidrógeno es uno de los gases que se generan en abundancia en todas las fallas que le puede ocurrir a un transformador de potencia.



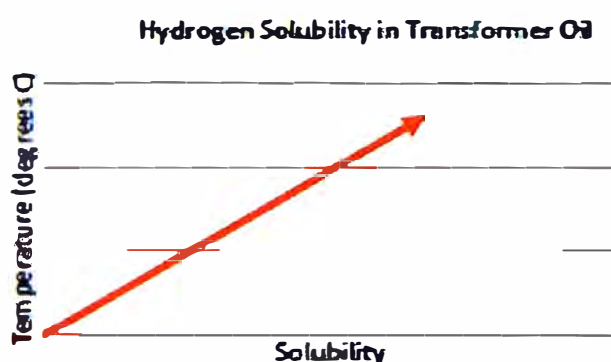
**Fig. 5.3** Formación de gases en el aceite durante las fallas en los transformadores de potencia [9].

En la figura N°5.4 se puede observar que el hidrógeno se encuentra en los todos los rangos de temperatura de falla y condiciones de falla, mientras que los otros gases que son más pesados sólo cubren un rango limitado a temperaturas muy elevadas.



**Fig. 5.4** Generación de hidrógeno durante las fallas en los transformadores de potencia [10].

**g.3 Solubilidad en el aceite dieléctrico:** Es la facilidad con que un soluto (hidrógeno) se disuelve en una solución (aceite aislante). El hidrógeno se disipa muy rápidamente en el aceite dieléctrico del transformador, permitiendo un diagnóstico más pronto, mientras que otros gases más pesados que se generan durante la falla persistir durante meses, causando diagnósticos no muy exactos.



**Fig. 5.5** Cuanto mayor sea la temperatura del aceite en el transformador, más fácil es para el hidrógeno disolverse, aumentando así las PPM de hidrógeno detectada por el DGA [10].

## 5.2 Sensor a instalar en el plan piloto.

Según los criterios de selección el sistema de monitoreo más adecuado sería el monitoreo en línea de la concentración de hidrogeno disuelto en el aceite, para lo cual se eligió como sensor de esta variable el equipo DGA 150 de la empresa Qualitrol, el cual utiliza un catalizador de paladio que adsorbe de su superficie el hidrógeno, el cual reacciona cambiando la resistividad y la capacitancia del material, estas señales son cuantificables y por intermedio de un complejo algoritmo se determina la concentración de hidrógeno en PPM.

## 5.3 Arquitectura del sistema de monitoreo online.

Para implementar una arquitectura de comunicación de tuvo que establecer las direcciones IP de los equipos, en donde el monitor de temperatura de marca Qualitrol es usado como master (equipo existente en la subestación) y el equipo DGA como esclavo.

**Tabla N° 5.7** Direcciones IP implementada en los equipos

Equipo	IP	Mask	Gateway
Qualitrol	IP 1 10.122.94.101	255.255.255.0	10.122.94.1
PC-Gestión	IP 2 10.122.94.52	255.255.255.0	10.122.94.1

En el siguiente figura 5.6 se muestran la arquitectura de comunicación a utilizar para este piloto de monitoreo.

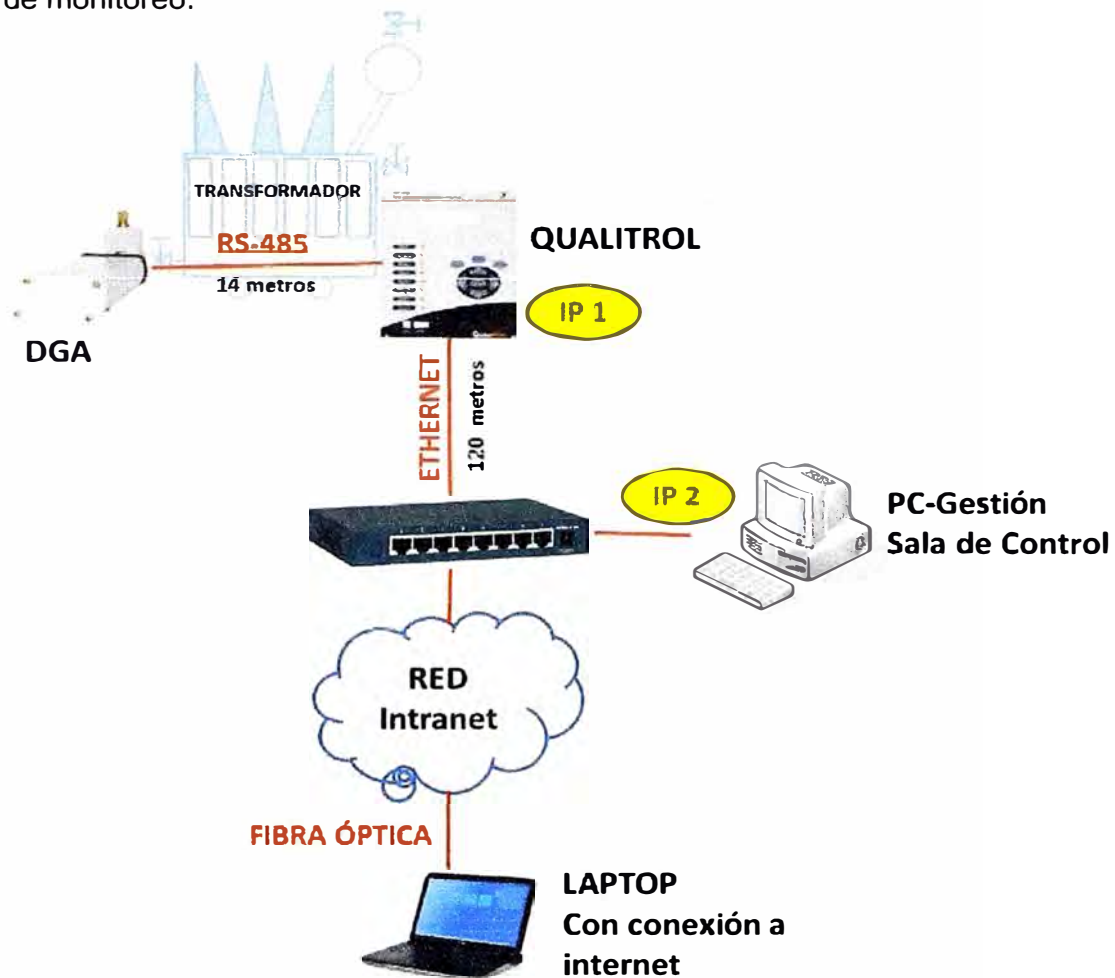


Fig. 5.6 Arquitectura de comunicación para el sistema de monitoreo propuesto.

#### 5.4 Montaje del equipo y plataforma de comunicación [11].

- La instalación del equipo analizador de concentración de hidrógeno (DGA) se realizara en la válvula de filtrado inferior de la cuba del transformador.

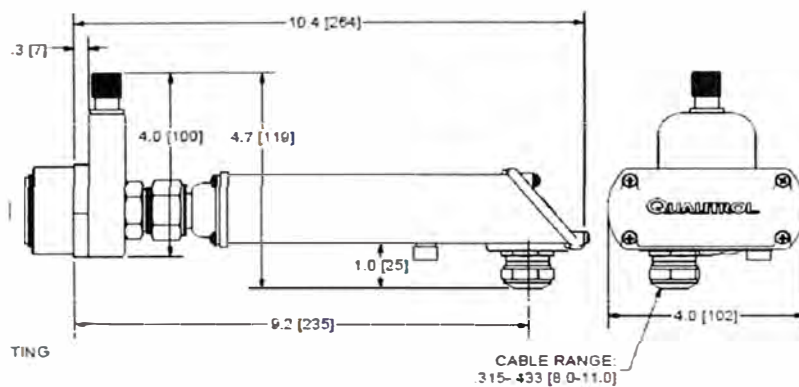
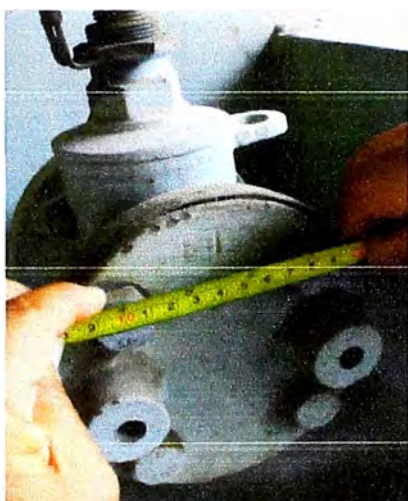


Fig. 5.7a Equipo de detector de hidrógeno que esta disuelto en el aceite dieléctrico, DGA 150, Marca Qualitrol.



**Fig. 5.7b** Válvula de filtrado inferior del transformador donde se montará el DGA 150

- b. Fabricación de la brida de adaptación para el montaje del equipo DGA150 con la válvula de filtrado inferior. El diámetro para montar el DGA con la válvula es de 1.5'.



**Fig. 5.7c** Distancia entre pernos  
 $\varphi 2 = 80\text{mm} = 3.15'$



**Fig. 5.7d** Diámetro interno  
 $\varphi 1 = 15.2\text{mm} = 6'$

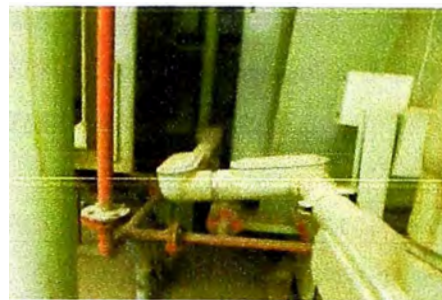
- c. Desde el equipo DGA se tenderá e instalara 14 metros de cable de un par de hilos con apantallamiento, y este conectara el equipo DGA con el Qualitrol por los puertos RS-485, dicho cable estará instalado con tubo conduit flexible alrededor del transformador.



**Fig. 5.7e,f,g,h,i** Muestran el recorrido del cable RS-485 que conectara el DGA con el Qualitrol, esto se dará por un tubo conduit que bordea al transformador.



(g)

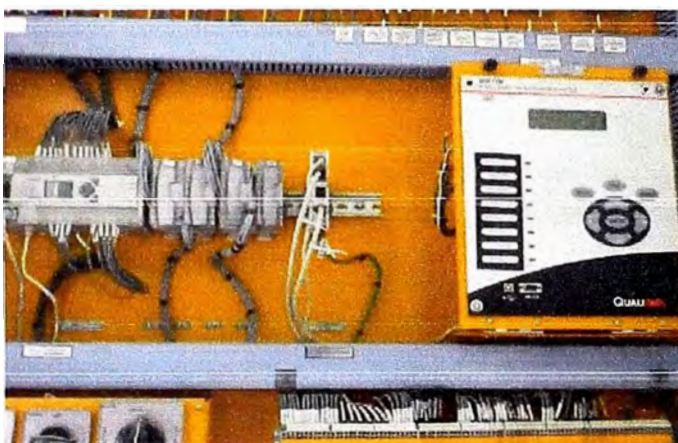


(h)



(i)

- d. Al llegar al tablero de control del transformador desde el DGA, el cable de dos hilos ingresara al tablero por el agujero que se encuentra tapado por una plancha de plástico donde internamente está el tomacorriente e ingresando por las canaletas se conecta al Qualitrol.



- e. Tendido de 120 metros de cable SFTP (Ethernet) y realizar la conexión desde el puerto RJ45 del Qualitrol hasta el switch localizada en la sala de mando de la subestación. Previamente se debe configura la IP del Qualitrol.



- f. Instalación del switch y la PC-Gestión en la sala de control de la SE Carabayllo, estos equipos estarán ubicados en la mesa que se encuentra al ingreso de la sala de control de la subestación y serán solicitados a TI.

### 5.5 Ventajas económicas de la implementación del sistema propuesto.

Con el fin de determinar las ventajas económicas de implementar un sistema de monitoreo en línea, se realizó un análisis de las ventajas técnicas y económicas, para lo cual se tomó como referencia una unidad de transformación la cual tiene las siguientes características generales:

- Distancia total ida y vuelta: 240 kilómetros.
- Equipo inductivo: Autotransformador monofásico, 200 MVA, 500/220/33kV
- Peso de la masa de aceite es de 57900 Kg.
- Variable a monitorear: Concentración de hidrogeno en el aceite.
- Equipo de monitoreo: DGA 150 marca Qualitrol.

Para comparar el costo de la actual estrategia con respecto a la estrategia propuesta para un transformador de potencia se tuvo que considerar los siguientes detalles:

- Extracción de seis (06) muestras de aceite según estrategia actual del MCC.
- Extracción de la muestras de aceite por condición del equipo.
- Aumento de la frecuencia de extracción de muestra de aceite por condición del equipo, para este caso se dio porque hay incremento de la concentración de gases combustibles entre ellos el más resaltante es el hidrogeno.

El costo por extracción, envío y análisis de una muestra de aceite se puede ver en la tabla N° 5.8:

**Tabla N° 5.8** Costos por la extracción, envío y análisis una muestra de aceite.

Actividades	Extracción de una muestra
Mano de Obra	S/. 230.0
Materiales	S/. 120.0
Equipo / Herramientas	S/. 20.0
Transporte	S/. 315.0
Envío de muestra	S/. 130.0
Análisis de muestra	S/. 100.0
<b>Total</b>	<b>S/. 915.0</b>

De la figura 3.3 se toman que actividades se realizarían para establecer los costos:

Condición1 (Actual): Para este caso se analiza los gastos involucrado en la estrategia actual una ventana de tiempo de 06 años que según el MCC es una muestra de aceite al año (véase Tabla N° 2.2) y considerando que cada extracción, envío y análisis de muestra tiene un costo de S/. 915.00, a la vez se considera el costo por la indisponibilidad de S/. 0.00 ya que su indisponibilidad no restringe el suministro de energía, por lo expuesto el costo total sería el siguiente: (véase Tabla N° 5.9)

**Tabla N° 5.9** Costos del mantenimiento de un transformador de potencia con la actual estrategia de mantenimiento.

Costo total por Actividades	Cantidad	Costo Unitario	Sub Total
Estrategia de mantenimiento (MCC)	6	S/. 915.0	S/. 5,490.0
Eventualidad operativa	1	S/. 48,636.0	S/. 48,636.0
Determinación de la condición del equipo	10	S/. 915.0	S/. 9,150.0
Indisponibilidad del equipo ante una eventualidad	0	S/. 0.0	S/. 0.0
		<b>Total</b>	<b>S/. 63,276.0</b>

Condición 2 (Propuesta): Para este caso se analiza los gastos involucrados en la nueva estrategia propuesta que se resume en el siguiente cuadro:

**Tabla N° 5.10** Costos del mantenimiento de un transformador de potencia con la estrategia de mantenimiento propuesta.

Actividades	Monitoreo en línea
Mano de Obra	S/. 4,970.0
Materiales	S/. 20.0
Equipo / Herramientas	S/. 27,320.0
Transporte	S/. 315.0
<b>Total</b>	<b>S/. 32,625.0</b>

Para esto se ha considerado que el personal que realiza la extracción de la muestra es personal propio de la empresa, considerando una jornada laboral de 4 horas entre el transporte y ejecución de la actividad.

En la tabla N° 5.11 se muestra la comparación de los costos de las dos estrategias aplicadas al transformador, la actual y la propuesta, esta comparación se hizo trayendo a valor presente los costos y tomando para una sola unidad:

**Tabla N° 5.11** Comparación de costos de las dos estrategias de mantenimiento.

Estrategia de Mantenimiento	Monto
Mantenimiento Centrado en Confiabilidad	S/. 63,276.0
Mantenimiento por Condiciones en Línea	S/. 32,625.0
<b>Ahorro</b>	<b>S/. 30,651.0</b>

Vemos que se minimiza el costo de mantenimiento, ya que la actual estrategia de mantenimiento para transformadores de potencia establece la extracción de muestras de aceite y análisis anualmente, esta periodicidad aumenta dependiendo de la evaluación de la condición del equipo, por lo cual se propone cambiar la estrategia a mantenimiento por condiciones aplicando herramientas tecnologías de supervisión en línea.

### 5.6 Ventajas técnicas de la implementación del sistema propuesto [12].

- Cambian de mantenimientos periódicos a mantenimientos basados en la condición real del equipo.
- Seguimiento constante de la condición del transformador de potencia.
- Se reduce el riesgo de falla con la detección oportuna de fallas incipientes, evitando así el corte del suministro eléctrico a los clientes ante la indisponibilidad de los transformadores de potencia debido a una contingencia.
- Permite la recolección y almacenamiento de datos de la vida operacional de los transformadores de potencia, facilitando la gestión de los recursos económicos y técnicos del mantenimiento, con ello se mantiene la continuidad operativa del equipo y un nivel de confiabilidad dentro del rango deseado por la empresa.
- Con el monitoreo en línea de los transformadores se podrá tener una supervisión continua, detección de fallas inminentes y se podrá estimar el tiempo de vida residual del equipo, con lo cual se optimizara la operación y el mantenimiento para mantener el servicio sin interrupción del transformador.
- Reducción el pago por compensaciones impuestas por el organismo regular ante una falla imprevista.

- Se reduce el corte de suministro programado, ya que ante el cambio de estrategia se programaría el mantenimiento del transformador según la condición que se establezca del monitoreo.

Reducción de la frecuencia de mantenimiento a cero, ya que se propone aplicar la estrategia de monitoreo en línea e intervenir en el equipo para realizar un mantenimiento cuando las variables sensadas superen los valores permisibles o que pongan en riesgo al equipo.

### 5.7 Análisis de resultados.

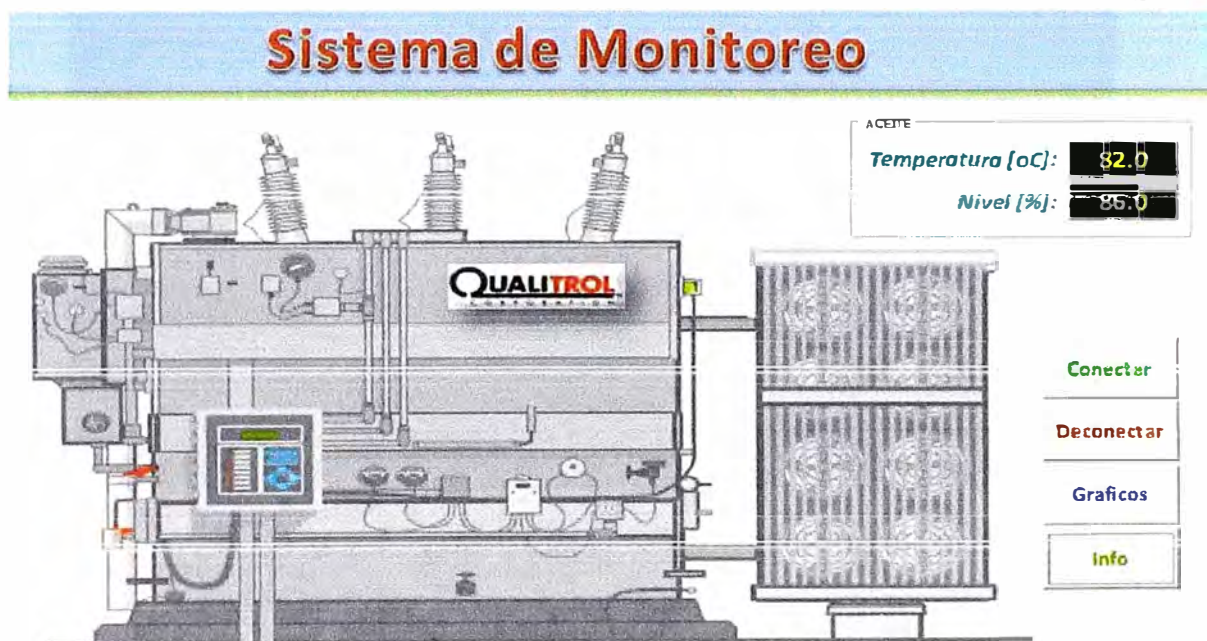
Como resultado de la instalación de equipos de monitoreo online, que para este caso fue el monitoreo de la concentración de hidrogeno, se obtuvo lo siguiente.

- Información sobre la condición operativa del transformador de potencia, creándose un historial de datos con el cual nos permite tener una tendencia de la variable monitoreada y según los rangos establecido en las normas o las reglas de diagnóstico que establezca cada empresa.
- El monitoreo online de las variables nos permite en algunos casos sobrecargar el transformador de potencia sin reducir su vida útil, ya que con el monitoreo online de las variable nos permitiría tener una mejor capacidad de decisión en tiempo real con respecto a la condición del transformador de potencia.
- El monitoreo online auxilia en la toma de decisiones reduciendo el riesgo de fallas catastróficas y los costos asociados con ellas como se ve en el acápite 5.5 y 5.6.
- Con este sistema de monitoreo online de la concentración de hidrogeno se puede verificar los cambios en las condiciones operativas y el estado del sistema de aislante del transformador de potencia (papel aislante y aceite dieléctrico) desde el inicio operacional del equipo, de esta manera se podría justificar la intervención del equipo y programar el mantenimiento del transformador de potencia en el momento que sea necesario.
- Con la implementación del DGA 150 y su integración con el monitor ITM509-100 (Marca: QUALITROL), estas variables que son monitoreadas por ambos monitores se muestran en la tabla N° 5.12:

**Tabla N° 5.12** Variables monitoreadas por sus respectivos monitor.

VARIABLES	UNID	MONITOR
Temperatura de aceite del tanque principal del transformador	°C	<b>Monitor de Temperatura Qualitrol</b>
Temperatura de aceite del tanque del conmutador	°C	
Temperatura de ambiente	°C	
Concentración de Hidrogeno	PPM	<b>Monitor de gases disueltos DGA 150</b>

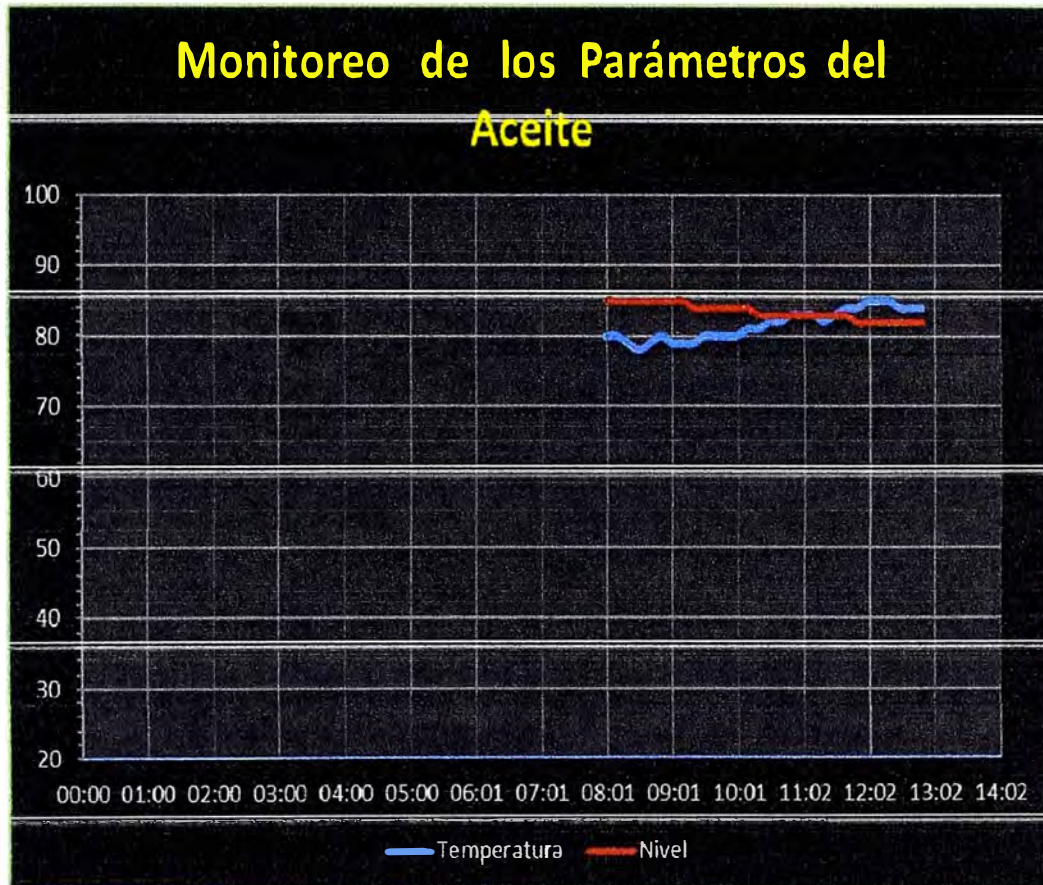
- Con el aplicativo diseñado en el software Excel, denominado Excel-Scada instalado en la PC-Gestión se puede visualizar los resultados de las variables monitoreadas, a la vez por medio de una LAPTOP conectada al internet y por la dirección IP de la PC de gestión se puede ingresar y ver los resultados ya mencionados desde cualquier parte del mundo, la siguiente figura 5.8 muestra la pantalla del aplicativo:



**Fig. 5.8** Pantalla principal del aplicativo de monitoreo online

- Con este aplicativo excel-scada se puede tener lo siguiente para la gestión de las variables monitoreadas:
  - ✓ Pantalla de Visualización de Variables con una velocidad de **muestreo de 10** minuto
  - ✓ Pantalla de Configuración / Escalamiento de Variables.

- ✓ Generación de reportes diarios en excel, cada reporte tendrá un nombre según el día.
- ✓ Pantalla de visualización gráfica de las variables adquiridas.
- ✓ En esta pantalla se podrá calcular los valores mínimo / promedio / máximo de la gráfica de la variable seleccionada.



**Fig. 5.9** Historial de la variable monitoreada.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

1. Se concluye que la utilización de los sistemas de monitoreo online para transformadores de potencia tiene beneficios, tales como la reducción del riesgo de fallas catastróficas, el control y extensión de la vida útil del equipo, el aumento de disponibilidad del sistema eléctrico debido a la reducción de paradas del equipo para mantenimiento predictivo, la reducción de los costos de mantenimiento.
2. Del análisis realizado se llega a la conclusión de que un sistema de monitoreo online debe ser implementado en las variables que correspondan a la parte activa de un transformador de potencia, ya que hay un mayor porcentaje de falla.
3. De las variables analizadas se concluye que la que corresponde a la concentración de hidrógeno representa un punto de referencia muy importante por su alta solubilidad en el aceite, esto me permite tener valores confiables y en tiempo real ante aumentos de temperatura que se produzcan en la parte activa de un transformador de potencia, con ello podemos determinar la condición de un transformador de potencia y poder dar una mejor evaluación.

### **RECOMENDACIONES**

1. Considerando la importancia de los transformadores de potencia para mantener en algunos casos la continuidad del suministro de energía para los clientes, se recomienda la implementación de un sistema de monitoreo online para los transformadores de potencia, ya que con ellos se aumenta la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipo en el sistema eléctrico.

2. El mantener un monitoreo permanente de las principales variables permitirá tomar una mejor decisión de la condición del transformador de potencia ante un posible falla del transformador de potencia o detección oportuna de fallas incipientes.
3. Según la tabla N° 5.5 extraída de la norma IEEE C57.104, para un ratio mayor de 30 ppm/día se debe sacar una muestras de aceite mensualmente, para lo cual hasta la fecha se debería haber extraído 32 muestras, según tabla N° 5.2, de las cuales solo se han extraídos 10 muestras por condición operativa y 6 muestras por estrategia de mantenimiento, entonces como vemos hay una brecha de 26 muestras no extraídas por condición, por lo cual el sistema de monitoreo online beneficia en el análisis del aceite sin depender del personal de mantenimiento.
4. Del sistema de monitoreo piloto aquí presentado para un autotransformador monofásico, 200 MVA, 500/220/33kV, se demostró que un factor preponderante es el empleo de tecnologías de punta, tales como la arquitectura de sensores y la transmisión inalámbrica de datos por la infraestructura de telefonía celular o por la Internet. Las tecnologías modernas de comunicación en combinación con el creciente desarrollo de equipos inteligentes para el monitoreo de equipos eléctricos son herramientas que proporcionan confiabilidad a los sistemas de potencia modernos.



**ANEXO**



# IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers

---

**IEEE Power & Energy Society**

Sponsored by the  
Transformers Committee

---

IEEE  
3 Park Avenue  
New York, NY 10016-5997, USA  
2 February 2009

**IEEE Std C57.104™-2008**  
(Revision of  
IEEE Std C57.104-1991)



**IEEE Std C57.104™-2008**  
(Revision of  
IEEE Std C57.104-1991)

# **IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers**

Sponsor

**Transformers Committee  
of the  
IEEE Power & Energy Society**

Approved 26 September 2008

**IEEE-SA Standards Board**

**Abstract:** Detailed procedures for analyzing gas from gas spaces or gas-collecting devices as well as gas dissolved in oil are described. The procedures cover: 1) the calibration and use of field instruments for detecting and estimating the amount of combustible gases present in gas blankets above oil, or in gas detector relays; 2) the use of fixed instruments for detecting and determining the quantity of combustible gases present in gas-blanketed equipment; 3) obtaining samples of gas and oil from the transformer for laboratory analysis; 4) laboratory methods for analyzing the gas blanket and the gases extracted from the oil; and 5) interpreting the results in terms of transformer serviceability. The intent is to provide the operator with useful information concerning the serviceability of the equipment. An extensive bibliography on gas evolution, detection, and interpretation is included.

**Keywords:** gas analysis, oil, oil-filled transformers, transformers

---

The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.  
3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA

Copyright © 2009 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.  
All rights reserved. Published 2 February 2009. Printed in the United States of America.

IEEE is a registered trademark in the U.S. Patent & Trademark Office, owned by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Incorporated.

PDF: ISBN 978-0-7381-5834-1      STD95846  
Print: ISBN 978-0-7381-5835-8      STDPD95846

*No part of this publication may be reproduced in any form, in an electronic retrieval system or otherwise, without the prior written permission of the publisher.*

**IEEE Standards** documents are developed within the IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board. The IEEE develops its standards through a consensus development process, approved by the American National Standards Institute, which brings together volunteers representing varied viewpoints and interests to achieve the final product. Volunteers are not necessarily members of the Institute and serve without compensation. While the IEEE administers the process and establishes rules to promote fairness in the consensus development process, the IEEE does not independently evaluate, test, or verify the accuracy of any of the information or the soundness of any judgments contained in its standards.

Use of an IEEE Standard is wholly voluntary. The IEEE disclaims liability for any personal injury, property or other damage, of any nature whatsoever, whether special, indirect, consequential, or compensatory, directly or indirectly resulting from the publication, use of, or reliance upon this, or any other IEEE Standard document.

The IEEE does not warrant or represent the accuracy or content of the material contained herein, and expressly disclaims any express or implied warranty, including any implied warranty of merchantability or fitness for a specific purpose, or that the use of the material contained herein is free from patent infringement. IEEE Standards documents are supplied "AS IS."

The existence of an IEEE Standard does not imply that there are no other ways to produce, test, measure, purchase, market, or provide other goods and services related to the scope of the IEEE Standard. Furthermore, the viewpoint expressed at the time a standard is approved and issued is subject to change brought about through developments in the state of the art and comments received from users of the standard. Every IEEE Standard is subjected to review at least every five years for revision or reaffirmation. When a document is more than five years old and has not been reaffirmed, it is reasonable to conclude that its contents, although still of some value, do not wholly reflect the present state of the art. Users are cautioned to check to determine that they have the latest edition of any IEEE Standard.

In publishing and making this document available, the IEEE is not suggesting or rendering professional or other services for, or on behalf of, any person or entity. Nor is the IEEE undertaking to perform any duty owed by any other person or entity to another. Any person utilizing this, and any other IEEE Standards document, should rely upon his or her independent judgment in the exercise of reasonable care in any given circumstances or, as appropriate, seek the advice of a competent professional in determining the appropriateness of a given IEEE standard.

**Interpretations:** Occasionally questions may arise regarding the meaning of portions of standards as they relate to specific applications. When the need for interpretations is brought to the attention of IEEE, the Institute will initiate action to prepare appropriate responses. Since IEEE Standards represent a consensus of concerned interests, it is important to ensure that any interpretation has also received the concurrence of a balance of interests. For this reason, IEEE and the members of its societies and Standards Coordinating Committees are not able to provide an instant response to interpretation requests except in those cases where the matter has previously received formal consideration. A statement, written or oral, that is not processed in accordance with the IEEE-SA Standards Board Operations Manual shall not be considered the official position of IEEE or any of its committees and shall not be considered to be, nor be relied upon as, a formal interpretation of the IEEE. At lectures, symposia, seminars, or educational courses, an individual presenting information on IEEE standards shall make it clear that his or her views should be considered the personal views of that individual rather than the formal position, explanation, or interpretation of the IEEE.

Comments for revision of IEEE Standards are welcome from any interested party, regardless of membership affiliation with IEEE. Suggestions for changes in documents should be in the form of a proposed change of text, together with appropriate supporting comments. Comments on standards and requests for interpretations should be submitted to the following address:

Secretary, IEEE-SA Standards Board  
445 Hoes Lane  
Piscataway, NJ 08854  
USA

Authorization to photocopy portions of any individual standard for internal or personal use is granted by The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., provided that the appropriate fee is paid to Copyright Clearance Center. To arrange for payment of licensing fee, please contact Copyright Clearance Center, Customer Service, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA; +1 978 750 8400. Permission to photocopy portions of any individual standard for educational classroom use can also be obtained through the Copyright Clearance Center.

## Introduction

This introduction is not part of IEEE Std C57.104-2008, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.

IEEE Std C57.104-1991 was officially withdrawn by IEEE based on recommendation by the Transformers Committee of the IEEE Power & Energy Society at the end of 2005. The intent of this document has been focused on making minor changes to address some of the most pressing issues (such as correcting typos, factual errors, and the values listed in Table 1 of the 1991 version of the guide), and to publish this guide for use by the industry.

Upon publication of this document, the working group plans to immediately begin the process of further revision to the guide to reflect additional advances in current knowledge and trends, and to incorporate relevant material presented during a previous unsuccessful attempt to revise the guide.

## Notice to users

### Laws and regulations

Users of these documents should consult all applicable laws and regulations. Compliance with the provisions of this standard does not imply compliance to any applicable regulatory requirements. Implementers of the standard are responsible for observing or referring to the applicable regulatory requirements. IEEE does not, by the publication of its standards, intend to urge action that is not in compliance with applicable laws, and these documents may not be construed as doing so.

### Copyrights

This document is copyrighted by the IEEE. It is made available for a wide variety of both public and private uses. These include both use, by reference, in laws and regulations, and use in private self-regulation, standardization, and the promotion of engineering practices and methods. By making this document available for use and adoption by public authorities and private users, the IEEE does not waive any rights in copyright to this document.

### Updating of IEEE documents

Users of IEEE standards should be aware that these documents may be superseded at any time by the issuance of new editions or may be amended from time to time through the issuance of amendments, corrigenda, or errata. An official IEEE document at any point in time consists of the current edition of the document together with any amendments, corrigenda, or errata then in effect. In order to determine whether a given document is the current edition and whether it has been amended through the issuance of amendments, corrigenda, or errata, visit the IEEE Standards Association Web site at <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/standards.jsp>, or contact the IEEE at the address listed previously.

For more information about the IEEE Standards Association or the IEEE standards development process, visit the IEEE-SA Web site at <http://standards.ieee.org>.

## Errata

Errata, if any, for this and all other standards can be accessed at the following URL: <http://standards.ieee.org/reading/ieee/updates/errata/index.html>. Users are encouraged to check this URL for errata periodically.

## Interpretations

Current interpretations can be accessed at the following URL: <http://standards.ieee.org/reading/ieee/interp/index.html>.

## Patents

Attention is called to the possibility that implementation of this guide may require use of subject matter covered by patent rights. By publication of this guide, no position is taken with respect to the existence or validity of any patent rights in connection therewith. The IEEE is not responsible for identifying Essential Patent Claims for which a license may be required, for conducting inquiries into the legal validity or scope of Patent Claims or determining whether any licensing terms or conditions provided in connection with submission of a Letter of Assurance, if any, or in any licensing agreements are reasonable or non-discriminatory. Users of this guide are expressly advised that determination of the validity of any patent rights, and the risk of infringement of such rights, is entirely their own responsibility. Further information may be obtained from the IEEE Standards Association.



## Participants

At the time this guide was submitted to the IEEE-SA Standards Board for approval, the DGA Guide Working Group had the following membership:

**Richard Ladroga, *Chair***  
**Susan McNelly, *Secretary***

Claude Beauchemin  
Oscar Bello  
Paul Boman  
Bill Chiu  
C. Clair Claiborne  
Jerry Corkran  
John Crouse  
William Darovny

Jim Dukarm  
James Gardner  
James Graham  
Bill Griesacker  
Joseph Kelly  
Stan Lindgren  
James McIver  
Kent Miller  
Dan Perco

Donald Platts  
Thomas Prevost  
Timothy Raymond  
Hyeong Sim  
Brian Sparling  
David Wallach  
Barry Ward  
Jim Zhang

The following members of the individual balloting committee voted on this guide. Balloters may have voted for approval, disapproval, or abstention.

William J. Ackerman  
Steven Alexanderson  
I. Antweiler  
Stan Arnot  
Carlo Arpino  
Ali Al Awazi  
Barry Beaster  
Stephen Beattie  
Robert Beavers  
W. J. (Bill) Bergman  
Wallace Binder  
Thomas Bishop  
Thomas Blackburn  
Thomas Blair  
Steven Brockschink  
Chris Brooks  
Kent Brown  
Carl Bush  
James Case  
Donald Cash  
Juan Castellanos  
Bill Chiu  
C. Clair Claiborne  
Stephen Conrad  
Tommy Cooper  
Jerry Corkran  
Stephen Dare  
William Darovny  
Alan Darwin  
John Densley  
Dieter Dohnal  
Donald Dunn  
Fred Elliott  
Gary Engmann  
Donald Fallon  
Gene Del Fiaccio  
Joseph Foldi  
Bruce Forsyth  
Marcel Fortin  
James Gardner

Saurabh Ghosh  
James Graham  
Randall Groves  
Kenneth Hanus  
Robert Hartgrove  
Gary Heuston  
Scott Hietpas  
David Horvath  
James Huddleston  
Francis Huguet  
R. Jackson  
James Jones  
Lars Juhlin  
Robert Keefe  
Joseph Kelly  
Gael Kennedy  
Joseph L. Koepfinger  
Neil Kranich  
David W. Krause  
Jim Kulchisky  
Saumen Kundu  
John Lackey  
Richard Ladroga  
Chung-Yiu Lam  
Stephen Lambert  
Debra Longtin  
William Lowe  
Thomas Lundquist  
G. Luri  
Keith N. Malmedal  
J. Dennis Marlow  
John W. Matthews  
William McDermid  
Susan McNelly  
Joseph Melanson  
Gary Michel  
Daniel Mulkey  
Jerry Murphy  
R. Musil  
Michael S. Newman

Raymond Nicholas  
Joe Nims  
Robert Olen  
J. Patton  
Christopher Petrola  
Donald Platts  
Alvaro Portillo  
Bertrand Poulin  
Gustav Preininger  
Thomas Prevost  
Iulian Profir  
Jeffrey Ray  
Johannes Rickmann  
Michael Roberts  
Charles Rogers  
John Rossetti  
Thomas Rozek  
Dinesh Pranathy Sankarakurup  
Daniel Sauer  
Bartien Sayogo  
Devki Sharma  
Hyeong Sim  
James E. Smith  
Steve Snyder  
John Spare  
Brian Sparling  
S. Thamilarasan  
James Thompson  
T. Traub  
John Vergis  
David Wallach  
Barry Ward  
William Wessman  
Kenneth White  
William Wimmer  
Roland Youngberg  
Kipp Yule  
Theodore Zeiss  
Waldemar Ziomek  
Ahmed Zobaa

When the IEEE-SA Standards Board approved this guide on 26 September 2008, it had the following membership:

**Robert M. Grow, *Chair***  
**Thomas Prevost, *Vice Chair***  
**Steve M. Mills, *Past Chair***  
**Judith Gorman, *Secretary***

Victor Berman  
Richard DeBlasio  
Andy Drozd  
Mark Epstein  
Alexander Gelman  
William Goldbach  
Arnie Greenspan  
Ken Hanus

Jim Hughes  
Richard Hulett  
Young Kyun Kim  
Joseph L. Koepfinger\*  
John Kulick  
David J. Law  
Glenn Parsons

Ron Petersen  
Chuck Powers  
Narayanan Ramachandran  
Jon Walter Rosdahl  
Anne-Marie Sahazizian  
Malcolm Thaden  
Howard Wolfman  
Don Wright

\*Member Emeritus

Also included are the following nonvoting IEEE-SA Standards Board liaisons:

Satish K. Aggarwal, *NRC Representative*  
Michael Janezic, *NIST Representative*

Lisa Perry  
*IEEE Standards Project Editor*

Matthew J. Ceglia  
*IEEE Standards Program Manager, Technical Program Development*

## Contents

1. Overview .....	1
1.1 Scope .....	1
1.2 Limitations.....	1
2. Normative references.....	1
3. Definitions, acronyms, and abbreviations .....	2
3.1 Definitions .....	2
3.2 Acronyms and abbreviations .....	2
4. General theory .....	2
4.1 Cellulosic decomposition.....	2
4.2 Oil decomposition.....	2
4.3 Application to equipment .....	3
4.4 Establishing baseline data.....	4
4.5 Recognition of a gassing problem—Establishing operating priorities.....	4
5. Interpretation of gas analysis.....	4
5.1 Thermal faults.....	4
5.2 Electrical faults—Low intensity discharges .....	5
5.3 Electrical faults—High intensity arcing.....	5
6. Suggested operating procedures utilizing the detection and analysis of combustible gases.....	5
6.1 General .....	5
6.2 Determining combustible gas generating rates .....	7
6.3 Determining the gas space and dissolved gas-in-oil equivalents.....	7
6.4 Monitoring insulation deterioration using dissolved gas volume .....	8
6.5 Evaluation of transformer condition using individual and TDCG concentrations.....	8
6.6 Evaluation of possible fault type by the key gas method.....	11
6.7 Evaluation of possible fault type by analysis of the separate combustible gases generated.....	13
7. Instruments for detecting and determining the amount of combustible gases present.....	16
7.1 Portable instruments .....	16
7.2 Fixed instruments .....	17
8. Procedures for obtaining samples of gas and oil from the transformer for laboratory analysis.....	18
8.1 Gas samples for laboratory analysis .....	18
8.2 Gas dissolved in oil.....	18

9. Laboratory methods for analyzing the gas blanket and the gases extracted from the oil .....	18
9.1 General .....	18
9.2 Determination of total dissolved gas .....	18
9.3 Determination of individual dissolved gases .....	18
9.4 Determination of individual gases present in the gas blanket.....	18
Annex A (informative) Bibliography .....	19



# IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers

**IMPORTANT NOTICE:** *This standard is not intended to assure safety, security, health, or environmental protection in all circumstances. Implementers of the standard are responsible for determining appropriate safety, security, environmental, and health practices or regulatory requirements.*

*This IEEE document is made available for use subject to important notices and legal disclaimers. These notices and disclaimers appear in all publications containing this document and may be found under the heading "Important Notice" or "Important Notices and Disclaimers Concerning IEEE Documents." They can also be obtained on request from IEEE or viewed at <http://standards.ieee.org/IPR/disclaimers.html>.*

## 1. Overview

The detection of certain gases generated in an oil-filled transformer in service is frequently the first available indication of a malfunction that may eventually lead to failure if not corrected. Arcing, partial discharge, low-energy sparking, severe overloading, pump motor failure, and overheating in the insulation system are some of the possible mechanisms. These conditions occurring singly, or as several simultaneous events, can result in decomposition of the insulating materials and the formation of various combustible and noncombustible gases. Normal operation will also result in the formation of some gases. In fact, it is possible for some transformers to operate throughout their useful life with substantial quantities of combustible gases present. Operating a transformer with large quantities of combustible gas present is not a normal occurrence but it does happen, usually after some degree of investigation and an evaluation of the possible risk.

In a transformer, generated gases can be found dissolved in the insulating oil, in the gas blanket above the oil, or in gas collecting devices. The detection of an abnormal condition requires an evaluation of the amount of generated gas present and the continuing rate of generation. Some indication of the source of the gases and the kind of insulation involved may be gained by determining the composition of the generated gases.

### 1.1 Scope

This guide applies to mineral-oil-immersed transformers and addresses:

- a) The theory of combustible gas generation in a transformer
- b) The interpretation of gas analysis
- c) Suggested operating procedures

Copyright © 2009 IEEE. All rights reserved.

- d) Various diagnostic techniques, such as key gases, Dornenberg ratios, and Rogers ratios
- e) Instruments for detecting and determining the amount of combustible gases present
- f) A bibliography of related literature

## 1.2 Limitations

Many techniques for the detection and the measurement of gases have been established. However, it must be recognized that analysis of these gases and interpretation of their significance is, at this time, not a science but an art subject to variability. Their presence and quantity are dependent on equipment variables such as type, location, and temperature of the fault; solubility and degree of saturation of various gases in oil; the type of oil preservation system; the type and rate of oil circulation; the kinds of material in contact with the fault; and finally, variables associated with the sampling and measuring procedures themselves. Because of the variability of acceptable gas limits and the significance of various gases and generation rates, a consensus is difficult to obtain. The principal obstacle in the development of fault interpretation as an exact science is the lack of positive correlation of the fault-identifying gases with faults found in actual transformers.

The result of various ASTM testing round-robins indicates that the analytical procedures for gas analysis are difficult, have poor precision, and can be wildly inaccurate, especially between laboratories. A replicate analysis confirming a diagnosis should be made before taking any major action.

This guide is intended to provide guidance on specific methods and procedures that may assist the transformer operator in deciding on the status and continued operation of a transformer that exhibits combustible gas formation. However, operators must be cautioned that, although the physical reasons for gas formation have a firm technical basis, interpretation of that data in terms of the specific cause or causes is not an exact science, but it is the result of empirical evidence from which rules for interpretation have been derived. Hence, exact causes or conditions within transformers may not be inferred from the various procedures. The continued application of the rules and limits in this guide, accompanied by actual confirmation of the causes of gas formation, will result in continued refinement and improvement in the correlation of the rules and limits for interpretation.

Individual experience with this guide will assist the operators in determining the best procedure, or combination of procedures, for each specific case. Some of the factors involved in the decision of the operator are: the type of oil preservation system, the type and frequency of the sampling program, and the analytical facilities available. However, whether used separately or as complements to one another, the procedures disclosed in this guide all provide the operator with useful information concerning the serviceability of the equipment.

## 2. Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document (i.e., they must be understood and used, so each referenced document is cited in text and its relationship to this document is explained). For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments or corrigenda) applies.

ASTM D 923, Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids.<sup>1</sup>

ASTM D 2945, Standard Test Method for Gas Content of Insulating Oils.

---

<sup>1</sup> ASTM publications are available from the American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428-2959, USA (<http://www.astm.org/>).

ASTM D 3305, Standard Practice for Sampling Small Gas Volume in a Transformer.

ASTM D 3612, Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography.

### 3. Definitions, acronyms, and abbreviations

For the purposes of this guide, the following terms and definitions apply. *The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms* should be referenced for terms not defined in this clause.

#### 3.1 Definitions

**3.1 key gases:** Gases generated in oil-filled transformers that can be used for qualitative determination of fault types, based on which gases are typical or predominant at various temperatures.

**3.2 partial discharge:** An electric discharge that only partially bridges the insulation between conductors, and that may or may not occur adjacent to a conductor.

#### 3.2 Acronyms and abbreviations

TCG      total combustible gas  
TDCG     total dissolved combustible gas

### 4. General theory

The two principal causes of gas formation within an operating transformer are thermal and electrical disturbances. Conductor losses due to loading produce gases from thermal decomposition of the associated oil and solid insulation. Gases are also produced from the decomposition of oil and insulation exposed to arc temperatures. Generally, where decomposition gases are formed principally by ionic bombardment, there is little or no heat associated with low-energy discharges and partial discharge.

#### 4.1 Cellulosic decomposition

The thermal decomposition of oil-impregnated cellulose insulation produces carbon oxides (CO, CO<sub>2</sub>) and some hydrogen or methane (H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>) due to the oil (CO<sub>2</sub> is not a combustible gas). The rate at which they are produced depends exponentially on the temperature and directly on the volume of material at that temperature. Because of the volume effect, a large, heated volume of insulation at moderate temperature will produce the same quantity of gas as a smaller volume at a higher temperature.

#### 4.2 Oil decomposition

Mineral transformer oils are mixtures of many different hydrocarbon molecules, and the decomposition processes for these hydrocarbons in thermal or electrical faults are complex. The fundamental steps are the breaking of carbon–hydrogen and carbon–carbon bonds. Active hydrogen atoms and hydrocarbon fragments are formed. These free radicals can combine with each other to form gases, molecular hydrogen, methane, ethane, etc., or they can recombine to form new, condensable molecules. Further decomposition and rearrangement processes lead to the formation of products such as ethylene and acetylene and, in the extreme, to modestly hydrogenated carbon in particulate form.



These processes are dependent on the presence of individual hydrocarbons, on the distribution of energy and temperature in the neighborhood of the fault, and on the time during which the oil is thermally or electrically stressed. These reactions occur stoichiometrically; therefore, the specific degradations of the transformer oil hydrocarbon ensembles and the fault conditions cannot be predicted reliably from chemical kinetic considerations. An alternative approach is to assume that all hydrocarbons in the oil are decomposed into the same products and that each product is in equilibrium with all the others. Thermodynamic models permit calculation of the partial pressure of each gaseous product as a function of temperature, using known equilibrium constants for the relevant decomposition reactions. An example of the results of this approach is shown in Figure 1 due to Halstead. The quantity of hydrogen formed is relatively high and insensitive to temperature; formation of acetylene becomes appreciable only at temperatures nearing 1000 °C.

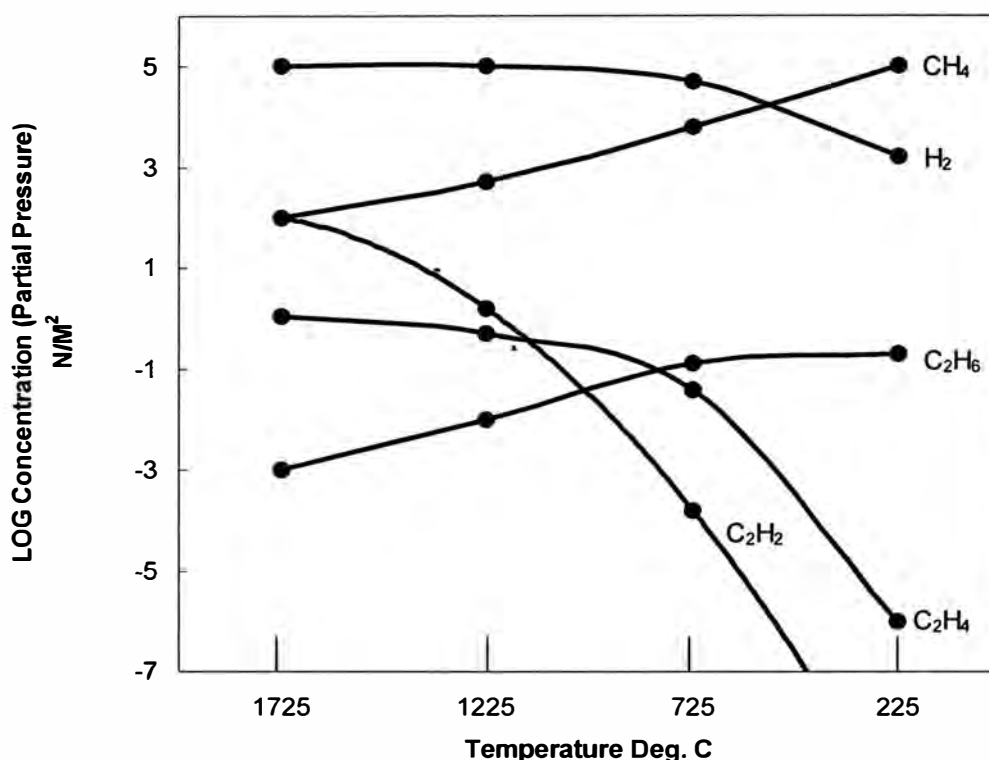


Figure 1—Halstead's thermal equilibrium partial pressures as a function of temperature

Formation of methane, ethane, and ethylene each also have unique dependences on temperature in the model. The thermodynamic approach has limits; it must assume an idealized but nonexistent isothermal equilibrium in the region of a fault, and there is no provision for dealing with multiple faults in a transformer. However, the concentrations of the individual gases actually found in a transformer can be used directly or in ratios to estimate the thermal history of the oil in the transformer from a model and to adduce any past or potential faults on the unit. As the simplest example: the presence of acetylene suggests a high-temperature fault, perhaps an arc, has occurred in the oil in a transformer; the presence of methane suggests that—if a fault has occurred—it is a lower energy electrical or thermal fault. Much work has been done to correlate predictions from thermodynamic models with actual behavior of transformers.

### 4.3 Application to equipment

All transformers generate gases to some extent at normal operating temperatures. But occasionally a gas-generating abnormality does occur within an operating transformer such as a local or general overheating,

dielectric problems, or a combination of these. In electrical equipment, these abnormalities are called “faults.” Thermal, partial discharge, and arcing faults are described in 5.1, 5.2, and 5.3. Internal faults in oil produce the gaseous byproducts hydrogen ( $H_2$ ), methane ( $CH_4$ ), acetylene ( $C_2H_2$ ), ethylene ( $C_2H_4$ ), and ethane ( $C_2H_6$ ). When cellulose is involved, the faults produce methane ( $CH_4$ ), hydrogen ( $H_2$ ), carbon monoxide (CO), and carbon dioxide ( $CO_2$ ). Each of these types of faults produces certain gases that are generally combustible. The total of all combustible gases may indicate the existence of any one, or a combination, of thermal, electrical, or partial discharge faults. Certain combinations of each of the separate gases determined by chromatography are unique for different fault temperatures. Also, the ratios of certain key gases have been found to suggest fault types. Interpretation by the individual gases can become difficult when there is more than one fault, or when one type of fault progresses to another type, such as an electrical problem developing from a thermal one.

Attempts to assign greater significance to gas than justified by the natural variability of the generating and measuring events themselves can lead to gross errors in interpretation. However, in spite of this, these gas-generating mechanisms are the only existing basis for the analytical rules and procedures developed in this guide. In fact, it is known that some transformers continue to operate for many years in spite of above-average rates of gas generation.

#### 4.4 Establishing baseline data

Establishing a reference point for gas concentration in new or repaired transformers and following this with a routine monitoring program is a key element in the application of this guide. Monitoring the health (serviceability) of a transformer must be done on a routine basis and can start anytime—it is not just for new units.

Generally, daily or weekly sampling is recommended after startup, followed by monthly or longer intervals. Routine sampling intervals may vary depending on application and individual system requirements. For example, some utilities sample generator step-up (GSU) transformers four to six times a year, units rated over 138 kV are sampled twice a year, and some 765 kV units are sampled monthly.

#### 4.5 Recognition of a gassing problem—Establishing operating priorities

Much information has been acquired on diagnosing incipient fault conditions in transformer systems. This information is of a general nature but is often applied to very specific problems or situations. One consistent finding with all schemes for interpreting gas analysis is that the more information available concerning the history of the transformer and test data, the greater the probability for a correct diagnosis of the health of the unit.

A number of simple schemes employing principal gases or programs using ratios of key gases have been employed for providing a tentative diagnosis when previous information is unavailable or indicated no fault condition existed. Principal gas or ratio methods require detectable or minimum levels of gases to be present or norms to be exceeded, before they can provide a useful diagnosis.

### 5. Interpretation of gas analysis

#### 5.1 Thermal faults

Referring to Figure 1, the decomposition of mineral oil from 150 °C to 500 °C produces relatively large quantities of the low molecular weight gases, such as hydrogen ( $H_2$ ) and methane ( $CH_4$ ), and trace quantities of the higher molecular weight gases ethylene ( $C_2H_4$ ) and ethane ( $C_2H_6$ ). As the fault temperature in mineral oil increases to modest temperatures, the hydrogen concentration exceeds that of methane, but now the temperatures are accompanied by significant quantities of higher molecular weight gases—first

ethane, and then ethylene. At the upper end of the thermal fault range, increasing quantities of hydrogen and ethylene and traces of acetylene ( $C_2H_2$ ) may be produced. In contrast with the thermal decomposition of oil, the thermal decomposition of cellulose and other solid insulation produces carbon monoxide (CO), carbon dioxide ( $CO_2$ ), and water vapor at temperatures much lower than that for decomposition of oil and at rates exponentially proportional to the temperature. Because the paper begins to degrade at lower temperatures than the oil, its gaseous byproducts are found at normal operating temperatures in the transformer. A GSU transformer, for example, that operates at or near nameplate rating will normally generate several hundred microliters/liter (ppm) of CO and several thousand microliters/liter (ppm) of  $CO_2$  without excessive hot spots.

The ratio of  $CO_2/CO$  is sometimes used as an indicator of the thermal decomposition of cellulose. This ratio is normally more than seven. For the  $CO_2/CO$  ratio, the respective values of  $CO_2$  and CO should exceed 5000  $\mu L/L$  (ppm) and 500  $\mu L/L$  (ppm) in order to improve the certainty factor, i.e., ratios are sensitive to minimum values. As the magnitude of CO increases, the ratio of  $CO_2/CO$  decreases. This may indicate an abnormality that is degrading cellulosic insulation.

## 5.2 Electrical faults—Low intensity discharges

Referring to Figure 1, low-intensity discharges such as partial discharges and very low level intermittent arcing produce mainly hydrogen, with decreasing quantities of methane and trace quantities of acetylene. As the intensity of the discharge increases, the acetylene and ethylene concentrations rise significantly.

## 5.3 Electrical faults—High intensity arcing

Referring to Figure 1, as the intensity of the electrical discharge reaches arcing or continuing discharge proportions that produce temperatures from 700 °C to 1800 °C, the quantity of acetylene becomes pronounced.

# 6. Suggested operating procedures utilizing the detection and analysis of combustible gases

## 6.1 General

From an operational point of view, it is important to establish the following priorities:

- a) *Detection.* Detect the generation of any gases that exceed “normal” quantities and utilize appropriate guidelines so the possible abnormality may be recognized at the earliest possible time in order to minimize damage or avoid a failure.
- b) *Evaluation.* Evaluate the impact of an abnormality on the serviceability of the transformer, using a set of guidelines or recommendations.
- c) *Action.* Take the recommended action, beginning with increased surveillance and confirming or supplementary analysis and leading to either a determination of load sensitivity, reducing the load on the transformer, or actually removing the unit from service.

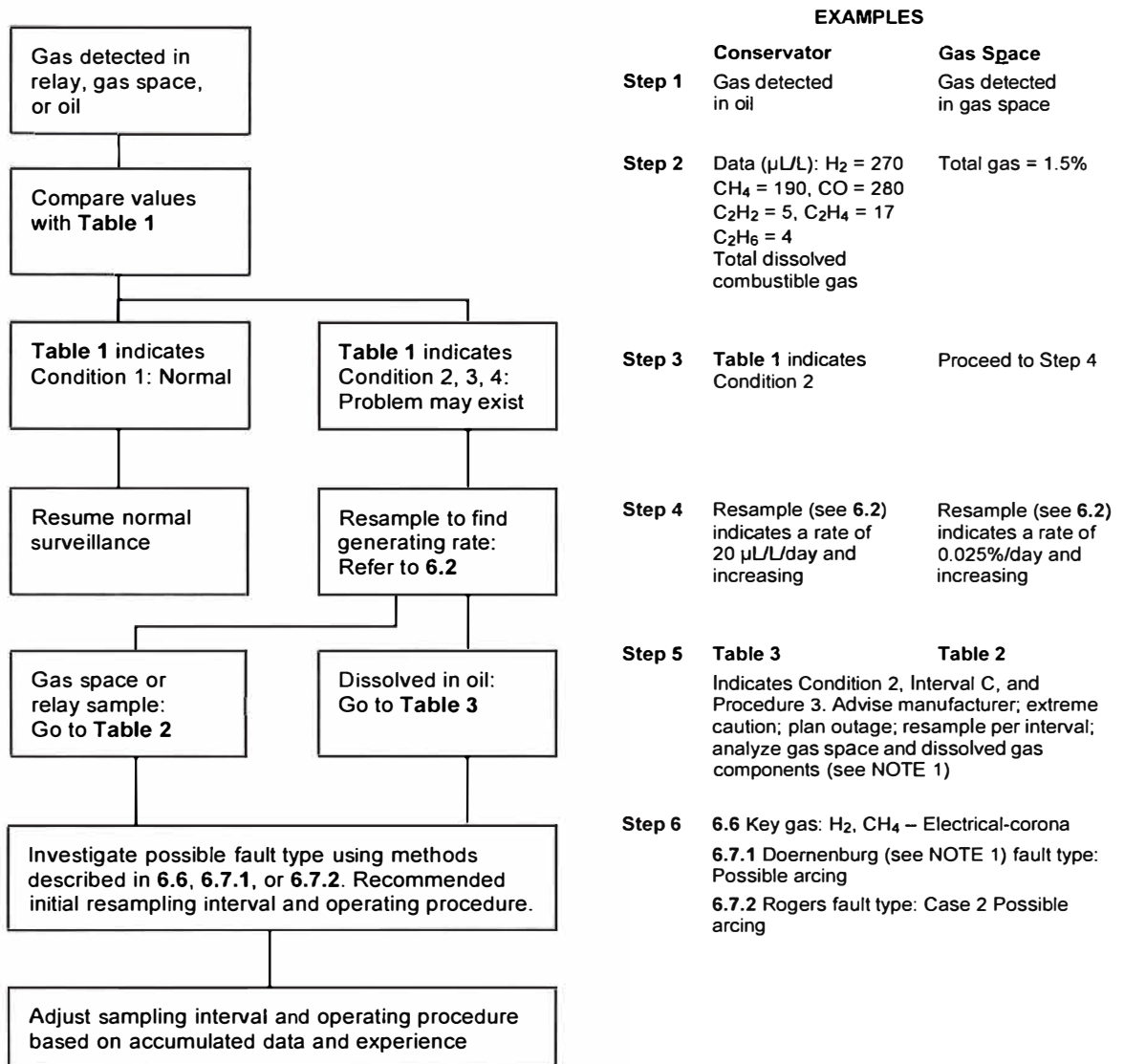
The success of fault gas analysis necessitates the earliest possible detection of gases using the following methods:

Direct measurement of the amount of combustible gas in the gas space or relay [total combustible gas (TCG)—see 7.2.1 and 7.2.2].

Direct measurement of the amount of combustible gas dissolved in the oil (gas-in-oil monitors—see 7.2.3).

Chromatographic separation and analysis for the individual components in a gas mixture extracted from a sample of the transformer oil or a sample of the transformer gas space (see Clause 9).

An operating procedure utilizing the gas data from the previously mentioned sources is to be developed immediately following the initial detection of combustible gases. Figure 2 is a flow chart that traces the suggested process from the initial detection of combustible gas to the final assessment of the status of the transformer.



NOTE—Assume equal dissolved components in both examples.<sup>2</sup>

**Figure 2—Operating procedure flow chart**

<sup>2</sup> Notes in text, tables, and figures of a standard are given for information only and do not contain requirements needed to implement this standard.

## 6.2 Determining combustible gas generating rates

A given gas volume and distribution may be generated over a long time period by a relatively insignificant fault or in a very short time period by a more severe fault. Hence, one measurement does not indicate the rate of generation and may indicate very little about the severity of the fault. Once a suspicious gas presence is detected, it is important to be certain whether the fault that generated the gas is active.

An evolution rate greater than 2.8 L (0.1 ft<sup>3</sup>) of combustible gas per day may indicate the unit has an active internal fault. To calculate the rate of evolution, take the sum of the concentrations [in  $\mu\text{L/L}$  (ppm)] of all the combustible gases (everything but  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ , and  $\text{N}_2$ ) in the first and second samples and use Equation (1) as follows:

$$R = \frac{(S_T - S_0) \times V \times 10^{-6}}{T} \quad (1)$$

where

- $R$  is the rate (liters/day)
- $S_0$  is the first sample (microliters/liter)
- $S_T$  is the second sample (microliters/liter)
- $V$  is the tank oil volume (liters)
- $T$  is the time (days)

Limits for average gas generation rates are given for gas space analysis (TCG) in 6.5.1 and for total dissolved gas analysis (TDCG) in 6.5.2.

## 6.3 Determining the gas space and dissolved gas-in-oil equivalents

Gas space and oil equivalents are used to compare the results of analysis of the gas space (TCG) with results from analysis of the gases dissolved in the oil (TDCG). Comparisons of gas ratios obtained from the gas space can then be compared to similar ratios of gases extracted from the oil. It should be noted that the calculated equivalent values of  $\text{TCG}_e$  and experimentally measured values of TCG probably do not show close agreement, since the equation for obtaining the equivalents assumes the existence of equilibrium between the gas blanket and the oil. This condition may not exist, particularly in the case of an actively progressing fault. However, the equation is valuable for the determination of a limiting value for the expected TCG concentration in the gas blanket. The dissolved gas equivalent of TCG<sub>e</sub> is obtained using Equation (2).

$$\text{TCG}_e = \sum_{C_i}^{C_n} \left[ \frac{F'_c}{B_c} \frac{C_i}{\sum_{C_i} F'_g} \right] \times 100 \quad (2)$$

where

- $\text{TCG}_e$  is an estimate of the percent of combustible gas in the gas space
- $C$  is the combustible gas
- $G$  is each gas dissolved in oil (combustible and noncombustible)
- $F'_c$  is the concentration expressed in microliters/liter (ppm) of combustible gas, g, dissolved in oil
- $B_c$  is the Ostwald solubility coefficient of combustible gas, g
- $F'_g$  is the concentration of a particular gas dissolved in oil

$B_g$  is the Ostwald solubility coefficient of particular gas

Gas	Ostwald coefficient ( $B$ ) (25 °C)
H <sub>2</sub> <sup>a</sup>	0.0429
O <sub>2</sub>	0.138
CO <sub>2</sub>	0.900
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> <sup>a</sup>	0.938
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> <sup>a</sup>	1.35
N <sub>2</sub>	0.0745
CO <sup>a</sup>	0.102
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> <sup>a</sup>	1.99
CH <sub>4</sub> <sup>a</sup>	0.337

NOTE—Ostwald coefficients are for an oil with a density of 0.880 at STP.

<sup>a</sup> Combustibles.

#### 6.4 Monitoring insulation deterioration using dissolved gas volume

One acceptable method for monitoring the deterioration of transformer insulating material involves calculating the total volume of gas evolved. The total volume of evolved gas is an indicator of the magnitude of incipient faults.

Succeeding samples indicate changes with time as the fault(s) develops. Trends are readily apparent when gas volume is plotted versus time. To determine the volume, in gallons, of fault gas dissolved in insulating oil, use Equation (3).

$$TDCG_V = \frac{FG(V)}{1000\ 000} \quad (3)$$

where

$FG$  is the sum of H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, and CO [microliters/liter (ppm)]

$V$  is the volume of oil in transformer [liters (gallons)]

$TDCG_V$  is the total dissolved combustible gas volume [liters (gallons)]

This straightforward method is useful for completely oil-filled (conservator-type) transformers with conditions that produce small quantities of fault gas. These conditions warrant continued monitoring but have not yet developed a distinct character according to the other methods of fault determination described in this guide. This fault-gas volume method continues to be useful as fault conditions enlarge, with the added advantage that it permits continuous monitoring of insulation deterioration in spite of any oil handling activity that includes degasification.

#### 6.5 Evaluation of transformer condition using individual and TDCG concentrations

It can be difficult to determine whether a transformer is behaving normally if it has no previous dissolved gas history. Also, considerable differences of opinion exist for what is considered a “normal transformer” with acceptable concentrations of gases.

A four-level criterion has been developed to classify risks to transformers, when there is no previous dissolved gas history, for continued operation at various combustible gas levels. The criterion uses both concentrations for separate gases and the total concentration of all combustible gases. See Table 1.

- *Condition 1:* TDCG below this level indicates the transformer is operating satisfactorily (see Figure 2). Any individual combustible gas exceeding specified levels should prompt additional investigation (see 6.6 and 6.7).

- *Condition 2:* TDCG within this range indicates greater than normal combustible gas level. Any individual combustible gas exceeding specified levels should prompt additional investigation. Proceed per Figure 2, Step 3. Action should be taken to establish a trend (Figure 2, Step 4). Fault(s) may be present. Proceed to 6.5.1 or 6.5.2.
- *Condition 3:* TDCG within this range indicates a high level of decomposition. Any individual combustible gas exceeding specified levels should prompt additional investigation. Proceed per Figure 2, Step 3. Immediate action should be taken to establish a trend (Figure 2, Step 4). Fault(s) are probably present. Proceed to 6.5.1 or 6.5.2.
- *Condition 4:* TDCG exceeding this value indicates excessive decomposition. Continued operation could result in failure of the transformer. Proceed immediately and with caution per Figure 2, Step 3, and 6.5.1 or 6.5.2.

**Table 1—Dissolved gas concentrations**

Status	Dissolved key gas concentration limits [ $\mu\text{L/L}$ (ppm) <sup>a</sup> ]							
	Hydrogen (H <sub>2</sub> )	Methane (CH <sub>4</sub> )	Acetylene (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Ethylene (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Ethane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Carbon monoxide (CO)	Carbon dioxide (CO <sub>2</sub> )	TDCG <sup>b</sup>
Condition 1	100	120	1	50	65	350	2 500	720
Condition 2	101–700	121–400	2–9	51–100	66–100	351–570	2 500–4 000	721–1920
Condition 3	701–1800	401–1000	10–35	101–200	101–150	571–1400	4 001–10 000	1921–4630
Condition 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10 000	>4630

NOTE 1— Table 1 assumes that no previous tests on the transformer for dissolved gas analysis have been made or that no recent history exists. If a previous analysis exists, it should be reviewed to determine if the situation is stable or unstable. Refer to 6.5.2 for appropriate action(s) to be taken.

NOTE 2— An ASTM round-robin indicated variability in gas analysis between labs. This should be considered when having gas analysis made by different labs.

<sup>a</sup> The numbers shown in Table 1 are in parts of gas per million parts of oil [ $\mu\text{L/L}$  (ppm)] volumetrically and are based on a large power transformer with several thousand gallons of oil. With a smaller oil volume, the same volume of gas will give a higher gas concentration. Small distribution transformers and voltage regulators may contain combustible gases because of the operation of internal expulsion fuses or load break switches. The status codes in Table 1 are also not applicable to other apparatus in which load break switches operate under oil.

<sup>b</sup> The TDCG value does not include CO<sub>2</sub>, which is not a combustible gas.

Table 1 lists the dissolved gas concentrations for the individual gases and TDCG for Condition 1 through Condition 4. This table is used to make the original assessment of a gassing condition on a new or recently repaired transformer or is used if there are no previous tests on the transformer for dissolved gases or if there is no recent history. Users of this guide are advised that the dissolved gas concentrations contained in Table 1 are consensus values based on the experiences of many companies. The transformer operator may decide to use different dissolved gas concentrations for the individual gases (particularly acetylene) and TDCG based on engineering judgment and experience with other similar transformers.

The condition for a particular transformer is determined by finding the highest level for individual gases or the TDCG in Table 1. For example, if a sample contained the following gas concentrations (in microliters/liter (ppm), vol/vol):

H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	TDCG
270	253	5	17	75	524	1034

The gases that fall into the highest condition are H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, and TDCG. Therefore, this data would indicate that the transformer would be classified as Condition 2. This example can also be used to show two other factors that should be considered when using this table, i.e., the age of the transformer and the type of incipient condition.

New transformers (one year or less) usually contain levels of gases that would fall well below Condition 1 and do not contain detectable levels of acetylene. Therefore, the degree of concern in the example would be much higher for a 1-month-old transformer than a 20-year-old transformer.

Another consideration is that acetylene may be generated from three different incipient fault conditions, i.e., high-temperature overheating of oil, partial discharge (low-energy discharge), or arcing. In the case of overheating, acetylene will represent a small proportion of the hydrocarbon gases. In the case of partial discharge, very high concentrations of hydrogen will be generated relative to acetylene, and this would generally be a cause for concern even though the TDCG is not abnormally high. The most severe condition is arcing. When high-energy arcing occurs, hydrogen and acetylene are generally of the same magnitude, as are the hydrocarbon gases. When an active arcing condition is found, immediate attention is required.

### 6.5.1 Determining the transformer condition and operating procedure utilizing TCG in the gas space

When sudden increases in the combustible gas concentrations or generating rates in the gas space of successfully operating transformers occur and an internal fault is suspected, use the procedure recommended in Figure 2.

Table 2 indicates the recommended initial sampling intervals and operating procedures for various levels of TCG (in percent).

Once the source of gassing is determined by analysis, inspection, consultation, or combinations thereof and the risk has been assessed, then engineering judgment should be applied to determine the final sampling interval and operating procedure.

**Table 2—Actions based on TCG**

	TCG levels (%)	TCG rate (%/day)	Sampling intervals and operating procedures for gas generation rates	
			Sampling interval	Operating procedures
<b>Condition 4</b>	≥5	>0.03	Daily	Consider removal from service. Advise manufacturer.
		0.01 to 0.03	Daily	
		<0.01	Weekly	Exercise extreme caution. Analyze for individual gases. Plan outage. Advise manufacturer.
<b>Condition 3</b>	≥2 to <5	>0.03	Weekly	Exercise extreme caution. Analyze for individual gases. Plan outage. Advise manufacturer.
		0.01 to 0.03	Weekly	
		<0.01	Monthly	
<b>Condition 2</b>	≥0.5 to <2	>0.03	Monthly	Exercise caution. Analyze for individual gases. Determine load dependence.
		0.01 to 0.03	Monthly	
		<0.01	Quarterly	
<b>Condition 1</b>	<0.5	>0.03	Monthly	Exercise caution. Analyze for individual gases. Determine load dependence.
		0.01 to 0.03	Quarterly	
		<0.01	Annual	Continue normal operation.

*Example:* A transformer has a TCG level of 0.4% and is generating gas at a constant rate of 0.035% TCG per day. Table 2 indicates Condition 1. It should be sampled monthly, and the operator should exercise caution, analyze for individual gases, and determine load dependence.



### 6.5.2 Determining the operating procedure and sampling interval from the TDCG levels and generating rates in the oil

When sudden increases in the dissolved gas content of the oil in successfully operating transformers occur and an internal fault is suspected, the procedures recommended in Figure 2 should be used. Table 3 indicates the recommended initial sampling intervals and operating procedures for various levels of TDCG [in microliters/liter (ppm)]. An increasing gas generation rate indicates a problem of increasing severity; therefore, a shorter sampling interval is recommended.

Once the source of gassing is determined, by analysis, inspection, consultation, or combinations thereof, and the risk has been assessed, then engineering judgment should be applied to determine the final sampling interval and operating procedure.

**Table 3—Actions based on TDCG**

	TDCG levels (μL/L)	TDCG rate (μL/L/day)	Sampling intervals and operating procedures for gas generation rates	
			Sampling interval	Operating procedures
<b>Condition 4</b>	>4630	>30	Daily	Consider removal from service. Advise manufacturer.
		10 to 30	Daily	
		<10	Weekly	Exercise extreme caution. Analyze for individual gases. Plan outage. Advise manufacturer.
<b>Condition 3</b>	1921 to 4630	>30	Weekly	Exercise extreme caution. Analyze for individual gases. Plan outage. Advise manufacturer.
		10 to 30	Weekly	
		<10	Monthly	
<b>Condition 2</b>	721 to 1920	>30	Monthly	Exercise caution. Analyze for individual gases. Determine load dependence.
		10 to 30	Monthly	
		<10	Quarterly	
<b>Condition 1</b>	≤720	>30	Monthly	Exercise caution. Analyze for individual gases. Determine load dependence.
		10 to 30	Quarterly	
		<10	Annual	Continue normal operation.

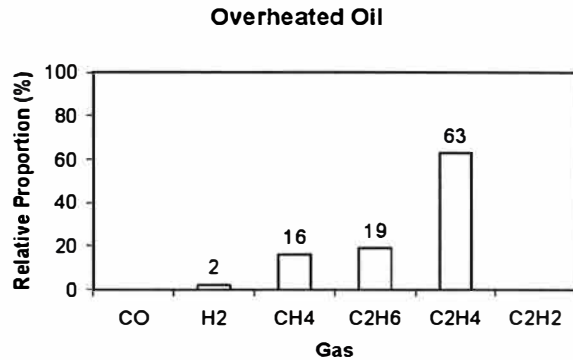
*Example:* If a transformer has a TDCG level of 1300 μL/L (ppm) and generates gas at a constant rate below 10 μL/L (ppm) per day, it should be sampled quarterly, and the operator should exercise caution, analyze for individual gases, and determine load dependence. If the rate increases to 30 μL/L (ppm) per day, the operator should now sample monthly.

### 6.6 Evaluation of possible fault type by the key gas method

The preceding discussion of the dependence on temperature of the types of oil and cellulose decomposition gases (see 4.1 and 4.2) provides the basis for the qualitative determination of fault types from the gases that are typical, or predominant, at various temperatures. These significant gases and proportions are called “key gases.” Figure 3 indicates these “key gases” and relative proportions for the four general fault types.

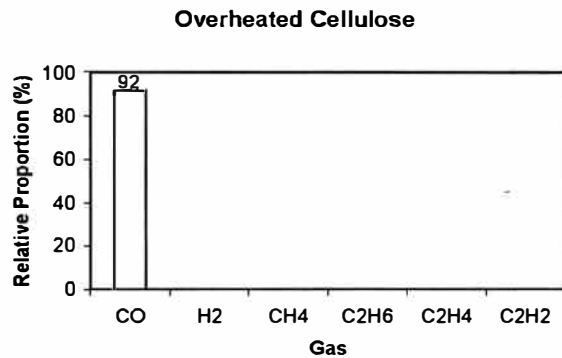
1. Thermal – Oil: Decomposition products include ethylene and methane, together with smaller quantities of hydrogen and ethane. Traces of acetylene may be formed if the fault is severe or involves electrical contacts.

Principal Gas – Ethylene



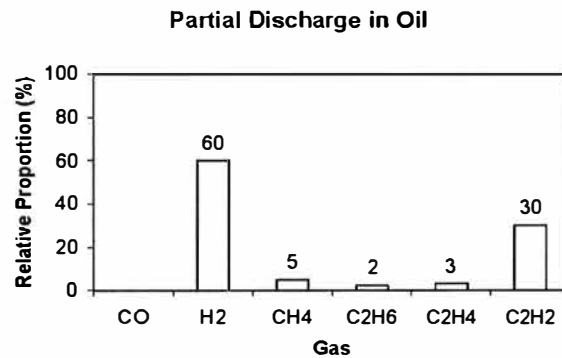
2. Thermal – Cellulose: Large quantities of carbon dioxide and carbon monoxide are evolved from overheated cellulose. Hydrocarbon gases, such as methane and ethylene, will be formed if the fault involves an oil-impregnated structure.

Principal Gas – Carbon Monoxide



3. Electrical – Partial discharge: Low-energy electrical discharges produce hydrogen and methane, with small quantities of ethane and ethylene. Comparable amounts of carbon monoxide and carbon dioxide may result from discharges in cellulose.

Principal Gas – Hydrogen



4. Electrical – Arcing: Large amounts of hydrogen and acetylene are produced, with minor quantities of methane and ethylene. Carbon dioxide and carbon monoxide may also be formed if the fault involves cellulose. Oil may be carbonized.

Principal Gas – Acetylene

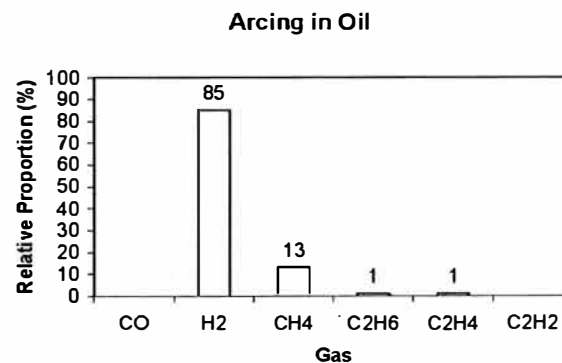


Figure 3—Key gases evaluation

## 6.7 Evaluation of possible fault type by analysis of the separate combustible gases generated

The use of gas ratios to indicate a single possible fault type is an empirical process based upon the experience of each individual investigator in correlating the gas analyses of many units with the fault type subsequently assigned as the cause for disturbance or failure when the unit was examined. This process was attributed to Doernenburg and subsequently confirmed by Rogers on European systems, from which the bulk of the diagnostic correlation is obtained. U.S. investigators have applied the European rules to units on U.S. systems with varying degrees of success; however, a U.S. database of comparable size to the European reports does not exist.

The diagnostic theories based upon the thermal degradation principles described in 4.1 and 4.2 employ an array of ratios of certain key combustible gases as the fault type indicators. These five ratios are:

$$\text{Ratio 1 (R1)} = \text{CH}_4/\text{H}_2$$

$$\text{Ratio 2 (R2)} = \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$$

$$\text{Ratio 3 (R3)} = \text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$$

$$\text{Ratio 4 (R4)} = \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$$

$$\text{Ratio 5 (R5)} = \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$$

The first ratio method (Doernenburg; see 6.7.1) utilizes Ratios 1, 2, 3, and 4. This procedure requires significant levels of the gases to be present in order for the diagnosis to be valid.

The second method (Rogers; see 6.7.2) utilizes Ratios 1, 2, and 5. The Rogers method does not depend on specific gas concentrations to exist in the transformer for the diagnosis to be valid. However, it suggests that the method be used only when the normal limits of the individual gases have been exceeded.

### 6.7.1 Evaluation of possible fault type by the Doernenburg ratio method

The Doernenburg method suggests the existence of three general fault types as discussed in Clause 4 and Clause 5. The method utilizes gas concentrations from which Ratios 1, 2, 3, and 4 are calculated. The step-by-step procedure (flow chart) is shown in Figure 4.

The values for these gases are first compared to special concentrations— $L1$  in Table 4 (see Steps 2, 3, and 4 in Figure 4)—to ascertain whether there really is a problem with the unit and then whether there is sufficient generation of each gas for the ratio analysis to be applicable. Then the ratios in the order Ratio 1, Ratio 2, Ratio 3, and Ratio 4 are compared to limiting values, providing a suggested fault diagnosis as given in Table 5. Table 5 gives the limiting values for ratios of gases dissolved in the oil and gases obtained from the transformer gas space or gas relay.

The flow chart in Figure 4 illustrates the step-by-step application of the Doernenburg ratio method for gases extracted from the transformer oil only. Exactly the same procedure is followed for gases obtained from the gas space or gas relays, except the limiting values for the ratios will be those appropriate for gas space (see Table 5).

Descriptions of the steps indicated in Figure 4 are as follows:

- Step 1* Gas concentrations are obtained by extracting the gases and separating them by chromatograph (see Clause 9).
- Step 2* If at least one of the gas concentrations [in microliters/liter (ppm)] for  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ , and  $\text{C}_2\text{H}_4$  exceeds twice the values for limit  $L1$  (see Table 4) and one of the other two gases exceeds the values for limit  $L1$ , the unit is considered faulty; proceed to Step 3 to determine validity of the ratio procedure.

- Step 3** Determining validity of ratio procedure: If at least one of the gases in each ratio R1, R2, R3, or R4 exceeds limit  $L1$ , the ratio procedure is valid; otherwise, the ratios are not significant, and the unit should be resampled and investigated by alternate procedures.
- Step 4** Assuming that the ratio analysis is valid, each successive ratio is compared to the values obtained from Table 5 in the order R1, R2, R3, and R4.
- Step 5** If all succeeding ratios for a specific fault type fall within the values given in Table 5, the suggested diagnosis is valid.

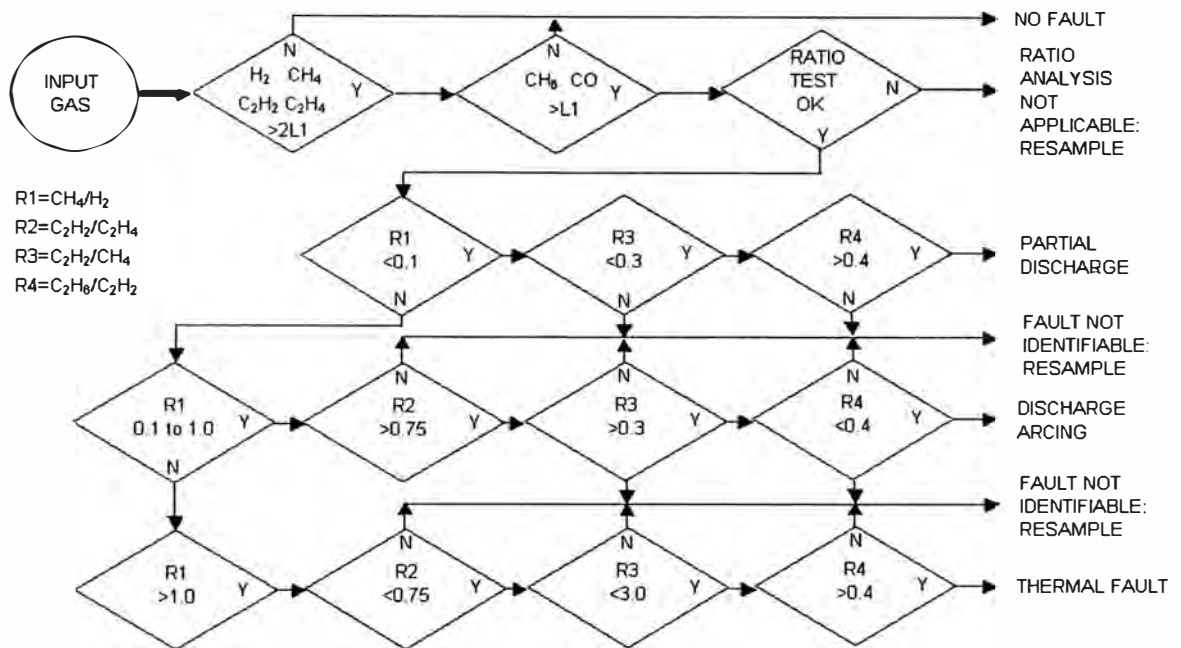


Figure 4—Doernenburg ratio method flow chart

Table 4—Limit concentrations of dissolved gas<sup>a</sup>

Key gas	Concentrations $L1$ [ $\mu L/L$ (ppm)]
Hydrogen ( $H_2$ )	100
Methane ( $CH_4$ )	120
Carbon monoxide ( $CO$ )	350
Acetylene ( $C_2H_2$ )	1
Ethylene ( $C_2H_4$ )	50
Ethane ( $C_2H_6$ )	65

<sup>a</sup> These values differ from Doernenburg's values and coincide with Condition 1 of Table 1.

**Table 5—Ratios for key gases—Doernenburg**

Suggested fault diagnosis	Ratio 1 (R1) CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>		Ratio 2 (R2) C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>		Ratio 3 (R3) C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>		Ratio 4 (R4) C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	
	Oil	Gas space	Oil	Gas space	Oil	Gas space	Oil	Gas space
1. Thermal decomposition	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
2. Partial discharge (low-intensity PD)	<0.1	<0.01	Not significant		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
3. Arcing (high-intensity PD)	>0.1 to <1.0	>0.01 to <0.1	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

### 6.7.2 Evaluation of possible fault type by the Rogers ratio method

The Rogers ratio method follows the same general procedure as the Doernenburg method, except only three ratios (R1, R2, and R5) are used. This method, shown in the step-by-step flow chart (see Figure 5), is also based on the thermal degradation principles described in 4.1 and 4.2. The validity of this method is based on correlation of the results of a much larger number of failure investigations with the gas analysis for each case. But, as with the Doernenburg method, the Rogers ratios can give ratios that do not fit into the diagnostic codes; therefore, other analytical methods given in 6.5 and 6.6 should be considered, as well as other options outlined in Figure 2.

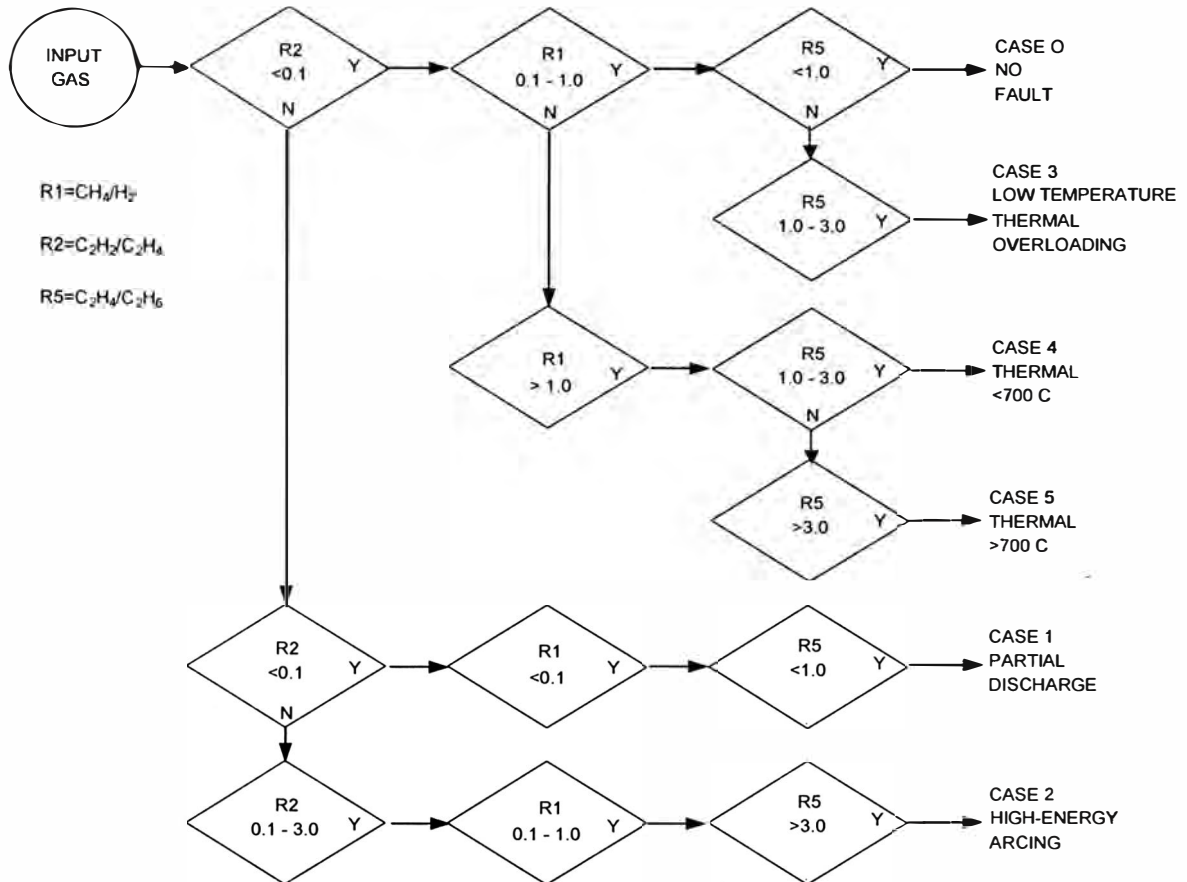
Table 6 gives the values for the three key gas ratios corresponding to suggested diagnoses (cases). These ratios, according to Rogers, are applicable to both gases taken from the gas space (or relay) and gases extracted from the oil. The fault types (cases) given in Table 6 have been chosen by combining some cases from the number of fault types originally suggested by Rogers.

**Table 6—Rogers ratios for key gases**

Case	R2 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	R1 CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	R5 C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Suggested fault diagnosis
0	<0.1	>0.1 to <1.0	<1.0	Unit normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Low-energy density arcing—PD <sup>a</sup>
2	0.1 to 3.0	0.1 to 1.0	>3.0	Arcing—High-energy discharge
3	<0.1	>0.1 to <1.0	1.0 to 3.0	Low temperature thermal
4	<0.1	>1.0	1.0 to 3.0	Thermal <700 °C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Thermal >700 °C

<sup>a</sup> There will be a tendency for the ratios R2 and R5 to increase to a ratio above 3 as the discharge develops in intensity.

Figure 5 is a flow chart describing the step-by-step application of the Rogers ratio method.



## 7. Instruments for detecting and determining the amount of combustible gases present

### 7.1 Portable instruments

Many of the gases generated by a possible malfunction in an oil-filled transformer are combustible. The on-site detection and estimation of combustible gases in the transformer in the field using a portable combustible gas meter can be the first and the easiest indication of a possible malfunction, and it may form the basis for further testing or an operating decision.

When a more accurate determination of the total amount of combustible gases or a quantitative determination of the individual components is desired, a laboratory analytical method using a gas chromatograph or mass spectrometer may be used.

#### WARNING

Gases generated in transformers can be explosive.  
Strict precautions must be observed when sampling the gases from the transformer.

## 7.2 Fixed instruments

The reliability of transformers can be improved by either monitoring the gas space or the gases dissolved in the oil using self-contained, fixed-mounted instruments. These continuous monitoring instruments indicate the presence of a certain gas or the total combustible gases as well as sound an alarm when the combustible gases exceed a predetermined level. Optional recorders can also be used to provide a daily record of the combustible gases present.

If the amount of the individual gas components is desired, a laboratory analytical method using a gas chromatograph or mass spectrometer should be used.

There are three somewhat related methods of monitoring the gases, as described in 7.2.1, 7.2.2, and 7.2.3.

### 7.2.1 Method 1

The first type of gas monitor continually compares the thermal conductivity of the transformer gas with that of pure nitrogen and is suitable for any transformer of the closed type with a gas space above the transformer oil.

It is calibrated with hydrogen, although the proportions of the combustibles are not obtained from the measurements.

The transformer gas is continually circulated through one section of a Wheatstone bridge and returned to the transformer. The other section of the bridge contains pure nitrogen and is balanced against the transformer gas.

When combustible gases are produced in the transformer, they mix with the transformer gas and increase the thermal conductivity of the transformer gas. The increase in the thermal conductivity of the transformer gas unbalances the Wheatstone bridge, and the unbalance is proportional to the total of the combustible gases as indicated on a meter.

### 7.2.2 Method 2

The second type of gas monitor continuously samples the transformer gas at fixed intervals and burns any combustible gases present to provide a measure of the total of the combustible gases. This type of monitor is used only on transformers with a positive pressure of nitrogen over the oil.

At a fixed interval (usually 24 h), a sample of the transformer gas is pumped from the unit, mixed with air, and passed over a platinum heating sensor of a Wheatstone bridge. Any combustible gas in the sample is burned. This raises the temperature of the sensor and unbalances the bridge, which was balanced against a second platinum sensor in air. The degree of unbalance is proportional to the amount of TCG present in the transformer gas as indicated on a meter.

### 7.2.3 Method 3

The third type of gas monitor continuously measures the amount of hydrogen and other combustible gases dissolved in the transformer oil.

Hydrogen and the other combustible gases of unknown proportions diffusing through a permeable membrane will be oxidized on a platinum gas-permeable electrode; oxygen from the ambient air will be electrochemically reduced on a second electrode. The ionic contact between the two electrodes is provided by a gelled high-concentration sulfuric acid electrolyte. The electric signal generated by this fuel cell is directly proportional to the TCG concentration and is sent to a conditioning electric circuit. The resulting output signal is temperature-compensated.

A relay is operated in conjunction with the percent gas meter so that when the combustible gases exceed a preset value, the relay sounds an alarm.

At the time of installation and each year thereafter, the equipment should be inspected to be sure the monitor is operating properly. The operator should follow the instruction guide of the manufacturer.

## **8. Procedures for obtaining samples of gas and oil from the transformer for laboratory analysis**

### **8.1 Gas samples for laboratory analysis**

All samples of gas from the gas blanket above the oil should be taken in accordance with ASTM D 3305.<sup>3</sup>

### **8.2 Gas dissolved in oil**

All samples of oil from electrical apparatus being taken for the purpose of dissolved gas-in-oil analysis should be taken in accordance with ASTM D 923.

Under certain conditions, stratification of dissolved gases in the oil may occur, and complete mixing could require many hours. In these cases, where possible, oil samples should be obtained from more than one location on the transformer.

## **9. Laboratory methods for analyzing the gas blanket and the gases extracted from the oil**

### **9.1 General**

Comparative tests on essentially identical samples of oil (for instance, from the same transformer) by various laboratories have indicated a lack of precision, with the measured concentration of certain key gases reported to differ by a factor of 3 or more. The principal reason appears to be lack of uniformity in the degree, i.e., the efficiency of gas extraction. For exact and generally applicable threshold or limit values of concentrations or evolution rates of key gases, it is necessary to obtain uniform and high (for instance, 97%) efficiencies of extraction for individual characteristic gases.

### **9.2 Determination of total dissolved gas**

Determination of total dissolved gas should be made in accordance with ASTM D 2945.

### **9.3 Determination of individual dissolved gases**

Determination of the individual dissolved gases should be made in accordance with ASTM D 3612.

### **9.4 Determination of individual gases present in the gas blanket**

Analysis of the individual gases present in the gas blanket above the oil may be made by using ASTM D 3612, beginning at Section 10 of that standard. Sections 13.1 and 13.2 of ASTM D 3612 are not applicable in this case.

---

<sup>3</sup> Information on references can be found in Clause 2.



## Annex A

(informative)

### Bibliography

#### A.1 Gas evolution

- [B1] Clark, F. M., "The role of dissolved gases in determining the behavior of mineral insulating oils," *Journal of the Franklin Institute*, vol. 215, p. 39, Jan. 1933.
- [B2] Berberich, L. J., "Influence of gaseous electric discharge of hydrocarbon oils," *Industrial and Engineering Chemistry*, vol. 30, 1938.
- [B3] Murphy, E. J., "Gases evolved by the thermal decomposition of paper," *Transactions of Electrochemical Society*, vol. 83, p. 161, 1943.
- [B4] Vogel, F. J., Peterson, C. C., and Matsch, L. M., "Deterioration of transformer oil and paper insulation by temperature," *AIEE Transactions*, vol. 78, no. 1, pp. 18–21 (tables), 1951.
- [B5] Worner, T., "Behavior of insulating oil under dielectric stress with respect to gas evolution and/or absorption" (in German), *Elektrotech. Z. Dtsch (Nürnberg)*, vol. 72, no. 22, pp. 656–658, 1951.
- [B6] Bruce, C. E. R., and Whitney, W. B., *Note on the Quantity and Constitution of Gas Liberated During Arcing in Oil Circuit Breakers*. British Electrical and Allied Industries, Research Association Technical Reports: G/XT35 and G/XT66 (1951) and G/T260 (1954).
- [B7] Szelchely, V. G., "Relation between gas evolution and the physical properties of liquids," *Applied Physics*, vol. 22, p. 627, 1951.
- [B8] Basseches, H., and McClean, D. A., "Gassing of liquid dielectrics under electrical stress," *Industrial and Engineering Chemistry*, vol. 47, no. 9, part I, pp. 1782–1794, 1955.
- [B9] Paul, "Information on hydrogen generation by heat decomposition of paper," *AIEE C.P.*, 1957.
- [B10] Meador, J. R., and Dillon, N. E., "Transformer oil preservation," *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 33, pp. 1208–1211, 1957.
- [B11] Harrison, D., "Field method finds arc-formed gas in oil filled transformers," *Electrical World*, p. 94, Aug. 4, 1958.
- [B12] Kaufman, R. B., Pierce, J. L., and Uhlig, E. R., "The effect of transformer-oil-preservation methods on the dielectric strength of oil," *IEEE PA*, vol. 34, pp. 1315–1321, 1958.
- [B13] Degnan, W. J., and Doucette, G. G., "Improved method of oil preservation and its effect on gas evolution," *IEEE PA*, vol. 28, pp. 657–666, 1958.
- [B14] Basseches, H., and Barnes, H. W., "Gassing of liquid dielectric under electrical stress, influence of voltage and pressure," *Industrial Engineering Chemistry*, vol. 50, no. 6, pp. 959–966, 1958.
- [B15] Krasucki, Z., Church, H. F., and Garton, C. G., "A new explanation of gas evolution in electrically stressed oil impregnated paper insulation," *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 107, no. 7, pp. 598–602, 1960.
- [B16] Saito, Y., and Hino, T., "Study of thermal deterioration of enameled wires by the mass spectrometer method," *IEEE PA*, vol. 50, pp. 653–657, 1960.
- [B17] Rey, E., and Ehart, L., "Die Beurteilung van inhibierten und nicht inhibierten: Isolierolen für Hochspannungs- Transformatoren und Messwandler." *Bull. Ass. Suisse Elec.*, vol. 52, no. 11, p. 401, 1961.

- [B18] Baguhn, A. H., Reinhard, R. E., and Oake, S. L., "Gas generation during interruption under oil," *AIEE*, vol. 237, 1962.
- [B19] Blodgett, R. B., and Bartlett, S.C., "Parameters for predicting gassing of oils under electric stress," *IEEE PA*, vol. 55, pp. 528–536, 1961.
- [B20] Dakin, T. W., and Sloat, T. K., "Gas generation and its relation to the dielectric strength of oil," *IEEE Electrical Insulation Conference*, pp. 130–133, 1963.
- [B21] Sheppard, H. R., "The mechanism of gas generation in oil-filled transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-601, 1963.
- [B22] Hornsby, E. A., Irving, R., and Patterson, E. A., "New criterion of the gassing tendencies of insulating oils," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 112, no. 3, pp. 590–596, Mar. 1965.
- [B23] Zaky, A. S., and Hawley, R., "Gas evolution from insulating oils," *Electrical Review*, vol. 3, p. 828, June 1966.
- [B24] Brzuska, L., and Widmann, W., "Zur Prufung der Gasfestigkeit von Isolierolen und Isolierungen," *Elektrotech Z.*, pt. A, vol. 88, no. 3, p. 69, 1967.
- [B25] Sloat, T. K., Johnson, J. L., and Sommerman, G. M. L., "Gas evolution from transformer oils under high voltage stress," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PA-86, no. 3, p. 374, 1967.
- [B26] Pedersen, G., "Gassing of insulating oils under the influence of an electric discharge," *Brown Boveri Review*, vol. 55, no. 415, pp. 222–228, Apr./May 1968.
- [B27] Morrison, E. L., "Evaluation of thermal stability of electrical insulating paper," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. EI-3, pp. 76–82, Aug. 1968.
- [B28] Lipsey, G. F., and Ettlinger, L. T., "Permalax II Insulation System," *IEEE Electrical Insulation Conference Proceedings*, pp. 150–151, 1969.
- [B29] Varshavskij, D. S., "Influence de la Valeur Speifique du Degagement Gazeux sur la Duree de Vie Descondensateur au Papier Huile," *Izvestia Vysshikh Uchebnykh Zavendenii-Elekcomrkhanika*, no. 7, pp. 800–803, 1970.
- [B30] Gusev, N. I., "Gas shielding of a transformer," *Energetik.*, vol. 10, p. 24, 1970.
- [B31] Forster, J. A., and McCrae, G. G., "Gassing tendency tests on service-aged insulating oils," *Doble Conference Proceedings*, Sec. 10-1501, 1974.

## A.2 Detection and interpretation

### A.2.1 Gas detector relay

- [B32] Bucholz, M., "The Bucholz protective system and its practical applications," *Elektrotech. Z.* (Germany), vol. 49, pp. 1257–1261, 1928.
- [B33] "Preliminary report of subcommittee on gas detector relays," Advance Report for the 56th Annual Meeting of Canadian Electrical Association Engineering Section, p. 39, June 1946.
- [B34] AIEE Relay Subcommittee, "Relay protection of power transformers," *AIEE Transactions*, vol. 66, pp. 911–917, 1947.
- [B35] Gross, E. T. G., "Simplicity in transformers protection," *Electrical Engineering*, vol. 66, pp. 564–569, June 1947.
- [B36] Madill, J. T., "Typical transformer faults and gas detector relay protection," *AIEE Transactions*, vol. 66, pp. 1052–1060, 1947.
- [B37] "Nipping incipient faults," Editorial, *Electrical World*, vol. 128, p. 68, July 5, 1947.

- [B38] Gudmundsson, E., "Auxiliary apparatus for service supervision and maintenance of transformers," *Journal of the ASEA* (Sweden), vol. 22, no. 10, pp. 159–167, 1949.
- [B39] Streuli, W. R., "Tranfoscope (gas actuated transformer protective relay of Buchholz type)," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-01, 1949.
- [B40] Duffy, F. H., "Gas detector relay experience on Saguenay system," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-501, 1951.
- [B41] Bean, R. L., and Cole, H. L., "A sudden gas pressure relay for transformer protection," *AIEE Transactions*, vol. 72, no. 3, pp. 480–483, 1953.
- [B42] Rossier, C., "Design of large power transformers," *Bull. Secheron* (Switzerland), no. 25F, pp. 9–25, 1956.
- [B43] Howe, V. H., Massey, L., and Wilson, A. C. M., "The identity and significance of gases collected in Buchholz protectors," *The Metropolitan Vickers Gazette* (United Kingdom), vol. 27, pp. 138–148, 296, 1956.
- [B44] Aptov, I. S., "Determination of the character of defects inside transformers from the composition of gas evolved in the gas relay," *British Electric and Allied Industries Research Associations Transaction IB1532*, pp. 1–6, June 18, 1957.
- [B45] Harrison, D., "Transformer gas testing," *Ontario Hydro Research News*, vol. 9, no. 4, pp. 11–15, 1957.
- [B46] Sterner, V., "Report on the work of the study group on protection and relaying. Part II: The protection of large transformers," *CIGRE C. R. Transactions (18th Session)*, Paris, France, 24 X 16, no. 334, pp. 8–13, 1960.
- [B47] Vanlund, J. A., "General electric transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-301, 1961.
- [B48] Sturtevant, D. B., "Experience with Buchholz gas-operated relay," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-101, 1964.
- [B49] Seiler, H., "Gas test device for protection of transformer," *Electrotech. Z.*, vol. 19, no. 5, pp. 113–116, 1967.
- [B50] McDermid, W., "Generation of combustible gas in 230 kV oil-filled current transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-301, 1968.

### A.2.2 Gas cushion in sealed transformers

- [B51] Wagner, H. H., "Method detects incipient power transformer faults," *Electrical World*, p. 80, Dec. 1959.
- [B52] Wagner, H. H., "Detection of incipient faults in power transformers by gas analysis," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-801, 1960.
- [B53] Pugh, P. S., and Wagner, H. H., "Detection on incipient faults in transformers by gas analysis," *AIEE C.P.*, pp. 60–950, 1960.
- [B54] Wagner, H. H., "Gas analysis detects incipient faults," *Electrical World*, pp. 114, June 20, 1960.
- [B55] Pugh, P. S., and Wagner, H. H., "Detection of incipient faults in transformers by gas analysis," *AIEE Transactions*, vol. 80, pp. 189–195, 1961.
- [B56] Wagner, H. H., "Experience with transformer gas-fault detector testings," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-701, 1961.
- [B57] Horelick, A. L., "Incipient fault detection method proves valuable for transformer protective maintenance," *Transmission and Distribution*, p. 34, Jan. 1961.

- [B58] Bore, Gordon, and Reichart, "Incipient transformer faults quickly detected," *Electrical World*, vol. 155, pp. 80–83, Apr. 24, 1961.
- [B59] Wagner, H. H., "Pennsylvania transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-701, 1961.
- [B60] Duke, C. A., and Taylor, R. O., "Detection of combustible gases in nitrogen sealed power transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-101, 1962.
- [B61] Gronberg, W. L., "Detection of incipient power transformer faults with combustible gas jet," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-301, 1962.
- [B62] Wagner, H. H., "Field experiences with the transformer fault gas detector," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-601, 1962.
- [B63] Taylor, R. O., "TVA's experiences in analyzing combustible gases in nitrogen sealed power transformers," *AIEE C.P.*, pp. 62–528, 1962.
- [B64] Rickley, A. L., and Clark, R. E., "Combustible gas detection in transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-501, 1963.
- [B65] Taylor, R. O., "Combustible gas tests warn of transformer failures," *Electrical World*, pp. 74–75, Apr. 22, 1963.
- [B66] Barrett, R. D., and Parker, J. C., "Experience in testing nitrogen in oil-filled transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-201, 1963.
- [B67] Cromley, R. J., "Failure and repair of a transformer joint," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-701, 1963.
- [B68] Vanlund, J. A., "Gas analysis for detection of incipient power transformer faults," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-401, 1963.
- [B69] Vora, J. P., and Alcher, L. C., "Incipient transformer fault detection and interpretation," *IEEE C.P.*, pp. 63–584, 1963.
- [B70] Bellaschi, P. L., "Introduction to symposium on gas analysis for detection of incipient faults in power transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-101, 1963.
- [B71] Horelick, A. L., Wagner, H. H., and Lynch, J. C., "Method for Testing Electrical Instrumentalities for Incipient Faults," U.S. Patent no. 3111388, Nov. 19, 1963.
- [B72] Wagner, H. H., "Pennsylvania transformer total combustible gas (TCG), incipient fault detector," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-302, 1963.
- [B73] Wagner, H. H., "Progress report on TCG incipient fault detector practice," *IEEE C.P.*, pp. 63–585, 1963.
- [B74] Syrjamaki, E. M., "Calibration and comparison of fault gas detectors," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 2-101, 1964.
- [B75] Ferguson, M. L., "Combustible gas analysis as a preventive maintenance tool," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec 6-1801, 1964.
- [B76] Duke, C. A., Goodroe, C. R., Taylor, R. O., and Thompson, W. W., "Detection of combustible gases in nitrogen sealed power transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-1001, 1964.
- [B77] Wagner, H. H., "Development of continuous monitoring total combustible gas (TCG) incipient fault detector," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-1901, 1964.
- [B78] Crawford, C. E., and Wilson, A. E., "Incipient transformer fault detected by combustible gas monitoring program and ultra sound tests," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-1201, 1964.
- [B79] Wagner, H. H., "Survey of TCG tests on transformers," *IEEE C.P.*, pp. 6-4209.

- [B80] Parker, J. C., "Testing nitrogen over oil in power transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-1501, 1964.
- [B81] Ferguson, M. L., "Combustible gas problem," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-401, 1965.
- [B82] Graham, W. R., and Riner, R. B., "Incipient fault detection in power transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-201, 1965.
- [B83] Wagner, H. H., "Five years experience with transformer TCG incipient fault detector tests," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-84, no. 8, pp. 700–706, 1965.
- [B84] Vora, J. P., and Aicher, L. C., "Transformer fault gas analysis interpretation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-84, no. 2, pp. 172–176, discussion on p. 487, 1965.
- [B85] Thomas, D. J., "Combustible gas in power transformers (its detection and significance)," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-1010, 1966.
- [B86] Gochmauer, E. L., "TCG analysis of incipient fault forecasted," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-201, 1966.
- [B87] Price, R. C., "Transformer failure at the Allen steam plants," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-301, 1966.
- [B88] Rose, M., "Automatic sampling and measurement of combustible gases in transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-801, 1967.
- [B89] Thompson, W. W., "Modification of conservator transformers to permit combustible gas surveillance," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-601, 1967.
- [B90] Wagner, H. H., "Pennsylvania TCG transformer fault-gas continuous monitor," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-701, 1967.
- [B91] Sheppard, H. R., "Dangerous conditions are detected by analyzing transformer gases," *Transmission and Distribution*, vol. 20, no. 2, pp. 71–74, 1968.
- [B92] Hahn, J. H., "Field untanking and repair of a 230/115 kV, 40/50, 3/66.7 MVA, OA/FA/FA, autotransformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-101, 1968.
- [B93] McDermid, W., "Generation of combustible gas in 230 kV oil-filled current transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-301, 1968.
- [B94] Sheppard, H. R., "Why is gas generated in oil-filled transformers?" *Transmission and Distribution*, vol. 20, no. 1, pp. 63–65, 1968.
- [B95] Gillies, D. A., and Muckerhelde, L. H., "Combustible gas monitoring—500 kV current transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-201, 1973.

### A.2.3 Dissolved gas in transformer oil

- [B96] Clark, F. M., "The role of dissolved gases in determining the behavior of mineral insulating oils," *Journal of the Franklin Institute*, vol. 215, no. 1, p. 39, 1933.
- [B97] Dornenberg, E., and Gerber, O. E., "Analysis of dissolved and free gases for monitoring performance of oil-filled transformers," *Brown Boveri Review*, vol. 54, no. 213, p. 104, 1967.
- [B98] Stamm, H., and Schulze, W., "Deterioration of insulators consisting of paper-oil layers and its study by gas chromatography," presented at *CIGRE*, paper 12-14, 1968.
- [B99] Sheppard, H. R., "Why is gas generated in oil-filled transformers?" *Transmission and Distribution*, pp. 63–65, Jan. 1968.
- [B100] Strom, R., and Takahashi, S., "Analysis of fault gases in transformer oil by improved method of gas chromatography," *Ontario Research Quarterly*, Second quarter, pp. 21–25, 1968.

- [B101] Hahn, J. H., "Field untanking and repair of a 230/115 kV, 40/50, 3/66.7 MVA, OA/FA/FA autotransformer," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 6-101, 1968.
- [B102] Thibault, M., and Galand, J., "Modern physical chemistry methods for analysis of insulation degradation in service," *Review Generale de l'Electricite*, vol. 78, no. 3, pp. 301-302, 1969.
- [B103] Waddington, F. B., and Allan, D. J., "Transformers fault detection by dissolved gas analyses," *Electrical Review*, pp. 751-755, May 23, 1969.
- [B104] Colton, R., "Combustible gas testing on large oil-filled transformers," *Electrical Insulation Conference 69C 33EI-37*, pp. 115-118, 1969.
- [B105] Muller, R., Potthoff, K., and Soldner, K., "Analyse des gas dissous dans l'huile en tant que moyen de surveillance des transformateurs et de detection de defaults naissants," presented at *CIGRE*, paper 12-02, 1970.
- [B106] Fallou, B., Viale, F., Devaux, A., Fournie, R., Galand, J., Vuarches, P., Davies, I., Rogers, R. R., Reynolds, E. H., and Dornenburg, E., "Application des methodes d'analyse physico-chimiques à l'etude des degradations dans l'isolation des materiels electriques," presented at *CIGRE*, paper 15-07, 1970.
- [B107] Moraru, D., Popesco, C., Stoica, M., and Tanasesco, F. I., "Detection des degradations produites par des decharges partielles pour les types d'isolation papier-huile," presented at *CIGRE*, paper 15-05, 1970.
- [B108] Wilputte, R., "Contribution a l'etude de l'evolution de gas dans les isolants liquides et solides soumis a l'action de contraintes electriques," presented at *CIGRE*, paper 15-03.
- [B109] Beer, G., Onerti, A., Bossi, A., and Hirra, C., "Contribution experimentale à l'etude de la degradation produits par les descharges partielles dans le papier isolant impregne à l'huile," presented at *CIGRE*, paper 15-02, 1970.
- [B110] "Discussion of papers from Group 15 (insulating material)," presented at *CIGRE*, 1970.
- [B111] Lindeman, K., "Analyze transformer gas to identify faults," *Power*, vol. 114, no. 4, p. 74, 1970.
- [B112] "Detection of developing damage in transformer," *Gorchakova Elek. Sta.*, vol. 41, no. 4, p. 51, 1970.
- [B113] Ishii, T., and Namba, S., "Les gaz produits lors de la deterioration de l'isolation des transformateurs," *Journal of the Institute of Electrical Engineers of Japan*, vol. 90, no. 5, p. 910, 1970.
- [B114] Dind, J., Daoust, R., Regis, and Morgan, J., "Analysis of gases dissolved in transformer oil," *Doble Conference Index of Minutes*, vol. 38, AIC71, Sec. 6-1101, 1971.
- [B115] Morgan-Schaffer Corporation, Transformer Fault Detection Service.
- [B116] Collins, R. L., "Hydrogen Detector," U.S. Patent no. 3559457, 1971.
- [B117] Stoll, P., and Vuillemier, C., "Une methode chromatographique de mesure absolue de CO<sub>2</sub> dans l'huile des transformateurs," *Bull. Ass. Suisse Elec.*, vol. 62, no. 23, p. 1113, 1971.
- [B118] Hino, T., and Sukanuma, Y., "Rapid measurement of the deterioration of oil-immersed paper," *Electrical Insulation Conference*, 71 C 38EI-41, 129, 1971.
- [B119] Davies, I., "Composition of the gases formed in electrical insulating oils," *Journal of Applied Chemistry and Biotechnology*, vol. 21, p. 194, 1971.
- [B120] Thibault, M., and Galand, J., "Methodes physico-chimiques d'etude de degradations en service," *Rev. Gen. Elec.*, vol. 80, no. 1, p. 46, Jan. 1971.
- [B121] Thibault, M., and Galand, J., "Methodes physico-chimiques d'etude de degradation en service," *Rev. Gen. Elec.*, vol. 81, no. 1, p. 48, 1972.
- [B122] Daoust, R., "Analysis of gases dissolved in transformer oils," *Doble Conference Index of Minutes*, vol. 39, AIC71, Sec. 10-601, 1972.

- [B123] McCrae, G. G., "Experience with incipient faults detection by gas-in-oil analysis," *Doble Conference Index of Minutes*, vol. 39, 1AC72, Sec. 6-701, 1972.
- [B124] Hardy, Hurworth, and Robinson, "Diagnostic testing of transformer insulation by gas-in-oil analysis," presented at *SUPEC 72 Conference*, University of Bradford, 1972.
- [B125] "Gas analysis as an aid to transformer fault location," *Electric Times*, vol. 161, no. 5, p. 46, 1972.
- [B126] Cameron, D. I., "Gas-in-oil analysis: A tool for early warning of equipment trouble," presented at *CEA*, Spring 1972.
- [B127] Barraclough, B., Bayley, E., Davies, I., Robinson, K., Rogers, R. R., and Shanks, E., "CEGB experience of the analysis of dissolved gas in transformer oil for the detection of incipient faults," *IEE Conference Publication*, no. 94, Sec. 1, Part 2, Mar. 1973.
- [B128] Ballaschi, P. L., "Application of fault-gas detection methods on transformer test at the factory," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-301, 1973.
- [B129] Pugh, D. R., "Combustible gas analysis," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-401, 1973.
- [B130] Martin, Jr., W. B., and Taylor, R. O., "Experience with chromatographic analysis of fault gases in power transformers," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-201, 1973.
- [B131] Booker, J. R., "Experience with incipient fault detection utilizing gas chromatography analysis," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-501, 1973.
- [B132] Raab, E. L., "Symposium on gas chromatography," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-501A, 1973.
- [B133] Yamaok, M., et al., "GIO analyser (auto-analyser for gases in oil)," *Fuji Electr. Rev. (Japan)*, vol. 19, no. 2, pp. 83-86, 1973.
- [B134] Smirnov, M. A., et al., "Gas-content of the oil in working transformers," *Elektr. Stantsii (Russia)*, no. 8, pp. 57-60, 1973.
- [B135] Pugh, D. R., "Advances in fault diagnosis by combustible gas analysis," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-1201, 1974.
- [B136] Beeler, G., "Combustible gas analysis on peach bottom no. i transformer," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-1401, 1974.
- [B137] Keene, D. J., "Transformer problem detected by fault-gas analysis," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-1301, 1974.
- [B138] Duval, M., "Fault gases formed in oil-filled breathing E.H.V. transformers; interpretation of gas analysis data," *IEEE C.P.*, no. C 74, pp. 476-478, 1974.
- [B139] Dornenburg, E., and Strittmatter, W., "Monitoring oil cooled transformers by gas analysis," *Brown Boveri Review*, vol. 61, no. 5, pp. 238-247, May 1974.
- [B140] Muller, R., Schliesing, H., and Soldner, K., "Testing and supervision of transformers by analysis of the gases dissolved in the oil," *Elektrizitaetswirtschaft (Germany)*, vol. 73, no. 239, pp. 683-687, 1974.
- [B141] "Discussion from group 15 (insulating materials)," *CIGRE Conference Proceedings*, vol. I, 1974.
- [B142] Rogers, R. R., "U.K. Experience in the interpretation of incipient faults in power transformers by dissolved gas-in-oil chromatographic analysis," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-201, 1975.
- [B143] Armstrong, Jr., G. W., and Baker, A. E., "Transformer problems detected or confirmed by use of combustible gas analysis," *Doble Conference Index of Minutes*, Sec. 10-301, 1975.
- [B144] Dvoracek, E., and Walla, J., "Analysis of gases dissolved in transformer oils," *Energetika*, vol. 15, no. 1, pp. 8-11, Jan. 1975.
- [B145] Pejovic, V., and Bojkovic, A., "Control of transformer insulation systems by gas analysis," *Teknika (Yugoslavia)*, vol. 30, no. 5, pp. 5-8, 1975.

- [B146] Thibault, M., and Rabaud, J., "Application of the analysis of dissolved gases to the maintenance of transformers," *Rev. Gen. Elec.*, vol. 84, no. 2, p. 21, Feb. 1975.
- [B147] Dind, J. E., and Regis, J., "How Hydro-Quebec diagnoses incipient transformer faults by using gas-in-oil analysis," *Pulp Paper Can.*, vol. 76, no. 9:T264, Sept. 1975.
- [B148] Davies, I. A., "Review of methods for examining the analysis of gases in oil filled electrical equipment, with observations on the concentrations found and their dependence on time," *C.E.G.B.*, paper no. SSD/SE/RR/68/75.
- [B149] Hubacher, E. J., "Analysis of dissolved gas in transformer oil to evaluate equipment condition," *P.C.E.A. Engineering and Operation Section Spring Conference*, Mar. 1976.
- [B150] Tsukioka, H., Sugawara, K., Mori, E., Hukumori, S., and Sakai, S., "New apparatus for detecting H<sub>2</sub>, CO, and CH<sub>4</sub> dissolved in transformer oil," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. EI-18, no. 4, pp. 409–419, Aug. 1983.
- [B151] Lampe, W., Spicar, E., and Carrender, K., "Gas analysis as a means of monitoring power transformers," *ASEA Journal (Allmaenna Svenska Elektriska Aktiefolaget)*, vol. 52, no. 2, pp. 39–42, 1979.
- [B152] DiGiorgio, J. B., Jakob, E., and Hauptert, T., "Transformer fault gas analysis," minutes of the meeting of *Pennsylvania Electr. Assoc. Eng. Sect. Electr. Equip. Comm.*, Bedford, PA, Oct. 18–19, 1977. (Published by Pennsylvania Electr. Assoc. Eng. Sect., Harrisburg, PA, p. 22, 1977.)
- [B153] Aiyar, D., and Nanda, J. R., "Identification and estimation of gases dissolved in electrical insulating oil by gas chromatography," *Electric India*, vol. 16, no. 9, pp. 17–21, May 15, 1976.
- [B154] Tsukioka, H., Sugawara, K., More, E., Hukumori, S., and Sakai, S., "New apparatus for detecting H<sub>2</sub>, CO, and CH<sub>4</sub> dissolved in transformer oil," *IEEE Transformer Electrical Insulation*, vol. EI-18, no. 4, pp. 409–419, Aug. 1983.
- [B155] Surakka, M. L., "Gas analysis of oil monitors transformer condition," *Modern Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 60–61, Apr. 1983.
- [B156] Surakka, M. L., and Jaakkola, V. K., "Gassing properties of transformer oils," presented at *Nordisk Isolation Symposium*, Odense, Denmark, 1982. (Published: ASEA, Stockholm, Sweden.)
- [B157] Kelly, J. J., and Myers, S. D., "The value of gas-in-oil analysis as a guide to the operational conditions existing in a power transformer," *Conference Record of the Thirty-Fourth Annual Conference of Electrical Engineering Problems in the Rubber and Plastics Industries*, 1972.
- [B158] Yamada, H., Nomura, Y., Katayama, Y., Ishii, T., Imamura, O., and Isuchiya, K., "Automatic field monitoring of dissolved gas in transformer oil," *IEEE Transformer Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 4, pp. 1538–1544, Apr. 1981.
- [B159] Brasel, E., and Langecker, K., "Extraction of the gas dissolved in the transformer oil," *Elektrie* (Germany), vol. 34, no. 12, pp. 637–641, 1980.
- [B160] Kan, H., "Automatic dissolved-gas analyzers for transformer monitoring," *Mitsubishi Electric Adv* (Japan), vol. 12, pp. 8–10, June 1980.
- [B161] Groves, B. C., and Brinkworth, D. C., "On-line gas-in-oil monitor," *CEGB Technical Disclosure Bulletin* (United Kingdom), no. 349, pp. 1–2, June 1980.
- [B162] Kelly, J. J., "Transformer fault diagnosis by dissolved-gas analysis," presented at *IEEE 26th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference*, San Diego, CA, pp. 145–151, Sept. 10–12, 1979.
- [B163] Rogers, R. R., "IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers using gas-in-oil analysis," *IEEE Transformer Electrical Insulation*, vol. EI-13, no. 5, pp. 349–354, Oct. 1978.
- [B164] Belanger, G., and Duval, H., "Monitor for hydrogen dissolved in transformer oil," *IEEE Transformer Electrical Insulation*, vol. EI-12, no. 5, pp. 334–340, Oct. 1977.
- [B165] Kauffman, G. H., "Gas bubbles in distribution transformers," *IEEE Transformer Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-96, no. 5, pp. 1596–1601, Sept./Oct. 1977.



- [B166] Shirai, H., Shimoji, S., and Ishii, T., “Thermodynamic study on the thermal decomposition of insulating oil,” *IEEE Transformer Electrical Insulation*, vol. EI-12, no. 4, pp. 272–280, Aug. 1977.
- [B167] Muller, R., Schliesing, H., and Soldner, K., “Assessing the operational state of transformers by gas analysis,” *Elektrizitaetswirtschaft* (Germany), vol. 76, no. 11, pp. 345–349, May 23, 1977.
- [B168] Glass, R. H., “Dissolved gas analysis of transformer oil,” *Transmission and Distribution*, vol. 29, no. 1, pp. 22–24, 26, 28–29, Jan. 1977.
- [B169] Dornenburg, E., and Hutzl, O., “Operational supervision by testing the insulating oil,” *Elektrotech. Z. A* (Germany), vol. 98, no. 3, pp. 211–215, Mar. 1977.
- [B170] Heinrichs, F. W., “The impact of fault-detection methods and analysis on the transformer operating decision,” presented at *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference*, paper 86 T&D 559-9, Anaheim, CA, Sept. 1986.
- [B171] Hauptert, T. J., Jakob, E., DiGiorgio, J., and Sperry, M., “Use of transformer oil analysis for reducing equipment failures,” *Electrical World*, vol. 192, no. 7, 1979.
- [B172] Jakob, F., Hauptert, T. J., and DiGiorgio, J., “Cut failures by analyzing transformer oil,” *Electrical World*, pp. 52–54, Oct. 1, 1979.
- [B173] Jakob, F., Hauptert, T. J., and DiGiorgio, J., “New technique pinpoints fault locations,” *Electrical World*, pp. 119–121, May 1981.
- [B174] Church, J. O., Hauptert, T. O., Jakob, F., “Analyze incipient faults with dissolved gas nomograph,” *Electrical World*, Oct. 1987.
- [B175] Hauptert, T. O., and Jakob, F., “A review of the operating and practice of dissolved gas analysis,” *Electrical Insulation Oils*, STP 998, pp. 108–115, 1988.
- [B176] Hauptert, T. O., Jakob, F., and Hubacher, E.J., “Application of a new technique for the interpretation of dissolved gas analysis data,” *11th Annual Technical Conference of the International Electrical Testing Association*, pp. 43–51, 1989.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Roberto Liñán G. y Alberth Pascacio de los S., Monitoreo en línea para la detección de fallas en transformadores de potencia, V Jornadas Latinoamericanas y II Iberoamericanas en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico, 2001.
- [2] Bengtsson, C., "Status and trends in transformers monitoring", IEEE Transactions on power delivery, vol. II, núm. 3, 1996.
- [3] Revista ELECTRA N°88, "An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service", CIGRE - Paris, 1983.
- [4] José Aliezio A. Severo, Eletrobras Eletronorte, Klaxon. V. Fantin, Eletrobras Eletronorte, y Marcos E. G. Alves, "Experiencia con el Monitoreo Online de Transformadores Elevadores de la Usina de Tucuruí", XXI SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011.
- [5] Cigré 445, 2011 - Guide for Transformer Maintenance, working group A2.34.
- [6] Comité de Estudio A2 – Transformadores, Monitoreo en línea de un transformador de potencia 30MVA 115KV con comunicación inalámbrica por medio de la internet, XIII ERIAC Décimo tercer encuentro regional iberoamericano de CIGRÉ, 2009.
- [7] Red de Energía del Perú, Histórico de muestras de aceite del AT73, Sistema de datos SAP, 2013.
- [8] Norma IEEE Std. C57.104-2008 "Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers".
- [9] Brochure of DGA 150.
- [10] Complement - Why is Hydrogen a Concern in Transformers?
- [11] Instruction Sheet IST-109-1 DGA 150, QUALITROL, 2012.
- [12] Cigré 343, 2008 - Recommendations for condition monitoring and condition assessment facilities for transformers, working group A2.27.